

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ЮРУБЧЕНО - ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.276:622.24-047.44(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко Василий Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубоченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2020 г.

## Планируемые результаты обучения

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Семитко Василию Евгеньевичу

Тема работы:

<b>ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА ЮРУБЧЕНО - ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-108/с, 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Рациональный способ подъема жидкости из скважин; устьевое и внутрискважинное оборудование; возможность постепенного перевода скважин под механизированную добычу; технологическая эффективность скважин; финансовая эффективность скважин; экономический анализ перевода добывающих скважин с фонтанного режима на УЭЦН с поддержанием среднесуточных дебитов скважин; причины и виды осложнения при внедрении тех или иных методов добычи; процессе добычи нефти на нефтегазоконденсатном месторождении.
---	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Технологические и технические особенности эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
Анализ геолого-промысловых условий на Юрубчено-тохомском нефтегазоконденсатном месторождении	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
Выбор рационального использования добыче нефти на Юрубчено-тохомском месторождении	Старший преподаватель Максимова Ю.А.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент Сечин Андрей Александрович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко Василий Евгеньевич		29.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

**Школа** Инженерная школа природных ресурсов  
**Направление подготовки (специальность)** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Уровень образования** Высшее образование  
**Отделение школы (НОЦ)** Отделение нефтегазового дела  
**Период выполнения** Весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
**Форма представления работы:**

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.20	Технологические и технические особенности эксплуатации скважин на нефтяных месторождениях	25
13.04.19	Анализ геолого-промысловых условий на Юрубчено-тохомском нефтегазоконденсатном месторождении	25
23.04.20	Выбор рационального использования добыче нефти на Юрубчено-тохомском месторождении	25
28.04.20	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.04.20	Социальная ответственность	10

#### СОСТАВИЛ:

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К.Х.Н.		29.02.2020

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

#### СОГЛАСОВАНО:

#### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АГЗУ - Автоматизированная газо-замерная установка;  
АЗС – Автозаправочная станция;  
ВНК - Водонефтяной контакт;  
ГИС - Геофизические исследования скважин;  
ГНК - Газонефтяной контакт;  
ГРП – Гидравлический разрыв пласта;  
ГТМ – Геолого-технические мероприятия;  
КГРП – Кислотный гидравлический разрыв пласта;  
КИН - Коэффициент извлечения нефти;  
КПБК – Кабель погружной бронированный плоский;  
КПБП - Кабель погружной бронированный круглый;  
КРС – Капитальный ремонт скважин;  
МУН - Методы увеличения нефтеотдачи;  
НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых;  
НДС – Налог на добавленную стоимость;  
НКТ - Насосно-компрессорные трубы;  
ПБСКО – Поинтервальные больше объемные соляно-кислотные обработки скважин;  
ПДК – Предельно допустимая концентрация;  
ППД – Система поддержаний пластового давления;  
ПРС - Плановый ремонт скважин;  
ПЭД - Погружной электрический двигатель;  
ТКРС – Текущий и капитальный ремонт скважин;  
УЭЦН - Установка электроприводного центробежного насоса;  
УШГН – Установка штангового глубинного насоса;  
ЦДНГ - Цех добычи нефти и газа.

## РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на 89 листах, и содержит 18 рисунков, 13 таблиц, а также в работе использованы 20 литературных источников.

Ключевые слова: СКВАЖИНА, НЕФТЬ, ДОБЫЧА, ДЕБИТ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, УЭЦН, ФОНТАН, ФОНД, РАСЧЕТ, ПРИБЫЛЬ, ТЕХНОЛОГИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОНТАЖ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ.

Объектом исследования в работе является устьевое и внутрискважинное оборудование, используемое в работе добывающих скважин Юрубчено - Тохомском месторождения.

Цель работы: анализ и обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования.

В процессе исследования была составлена подробная характеристика работы добывающего устьевого и внутрискважинного оборудования, применяемого для эксплуатации добывающих скважин месторождения.

В результате исследования выявлены основные перспективы дальнейшего использования фонтанного скважинного ДО, а также возможность постепенного перевода скважин под механизированную добычу, а именно с использованием установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). Так на примере 2-х скважин выполнено обоснование перевода их под работу с УЭЦН с соответствующими технологическим и экономическим расчетами.

По степени внедрения предложенные работы составили 2 добывающие скважин из 24, действующих по всему месторождению.

Общий экономический эффект на примере двух добывающих скважин составил около 60 млн. рублей.

Технологический эффект составил в среднем 9,5 т/сут по нефти с одной скважины или около 3,5 тыс. т в год в виде дополнительной добычи.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ...	10
1.1 Общие сведения о методах добычи нефти.....	10
1.2 Конструкция и технология эксплуатации УЭЦН.....	19
2 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ НА ЮРУБЧЕНО- ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ....	24
2.1. Общие сведения о месторождении.....	25
2.1.2 Характеристика продуктивных пластов.....	25
2.1.3 Характеристика пластовых флюидов.....	26
2.2 Разработка месторождения.....	27
2.2.1 Анализ текущего состояния разработки месторождения.....	27
2.2.2 Характеристика фонда скважин.....	31
2.2.3 Проектные и фактические показатели по месторождению.....	34
3 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	38
3.1 Анализ работы устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении.....	38
3.2 Подготовка скважины к спуску УЭЦН.....	42
3.4 Выбор конструкции насоса.....	46
3.5 Мероприятия по подбору скважинного оборудования.....	51
3.6 Перспективы перевода фонда скважина на механизированную добычу.....	57
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	62
4.1 Расчет себестоимости 1 т нефти до УЭЦН.....	63
4.2 Расчет себестоимости 1 т нефти после УЭЦН.....	68
4.3 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий.....	70
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	74
5.2 Профессиональная социальная ответственность .....	76
5.3 Экологическая безопасность.....	79
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	88
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	89



## ВВЕДЕНИЕ

Применение тех или иных методов добычи на различных месторождениях нефти и газа зависит от немалого количества факторов, в числе которых, следующие: условия залегания недр (пластовые давления и температура, наличие газовой шапки в пласте, пористость и проницаемость пород и т.д.), характеристикой добываемой продукции (плотность нефти и ее вязкость, компонентный состав и т.д.), динамикой разработки месторождения (среднесуточные дебиты, обводненность добываемой продукции и др.). Однако основным условием эксплуатации устьевого оборудования является возможность вести добычи на естественной энергии пласта или применять глубинно-насосное оборудование, в числе которого входят электрические центробежные насосы. Так, при запуске в разработку нового месторождения для его рационального извлечения недр сначала используют фонтанное добывающее оборудование и далее по мере снижения дебитов добывающих скважин поэтапно переводят их на механизированную добычу. в таких условиях правильный и своевременный подбор УЭЦН к скважине является важной частью ведения разработки любого нефтегазового месторождения [10].

Цель данной работы: произвести анализ и обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах, устьевого и внутрискважинного оборудования.

Объектом исследования в работе является добывающие скважины на месторождении Юрубчено-тохомском, а именно скважинное, устьевое, а также внутрискважинное добывающее оборудование.

Предметом исследования в работе являются установки электрических центробежных насосов. В работе планируется произвести технико-экономический анализ перевода добывающих скважин с фонтанного режима эксплуатации на УЭЦН, с целью поддержания среднесуточных дебитов скважин по нефти согласно проектным показателям.

# 1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

## 1.1 Общие сведения о методах добычи нефти

Известны несколько различных методов добычи нефти и газа, авторами работы [6, 9, 14] в зависимости от давлений в нефтегазоносном пласте, а также способов его поддержания можно использовать следующие методы: при первичном методе нефть под действием естественных сил поступает из пласта, эти силы способствуют поддержанию высокого давления в пласте, примером может служить замещение нефти подземными водами, расширение газов, растворенных в нефти и др. коэффициент извлечения нефти (КИН) при использовании первичного метода в районе 5-15 %.

Используя вторичный метод, данный метод используют уже после истощения естественного ресурса поддержания давления, когда уже его недостаточно для подъема нефти. в пласт закачивают жидкость, закачка пресной воды, так же закачивают газ как попутный так и натуральный. по другому – газлифт или еще его называют газом атмосферы (воздух, углекислый газ). методы достигают КИН около 30%, в зависимости от свойств нефти и пород резервуара.

Результатом использования первичного и вторичного метода приводят к тому, что значение коэффициента извлечения нефти после применения достигает 35-45%.

Третичный метод - один из методов нефтедобычи повышающий продуктивность нефтяных скважин. осуществляется при искусственном поддержании энергии пласта или искусственном изменении физико-химических свойств нефти.

Всего основные методы добычи нефти и соответственно видов добывающего оборудования можно разделить на несколько принципиальных групп, а именно: фонтанный способ добычи, газлифтный, механизированный (он же насосный).

Общую схему добычи нефти на различных месторождениях изобразим на рисунке 1.

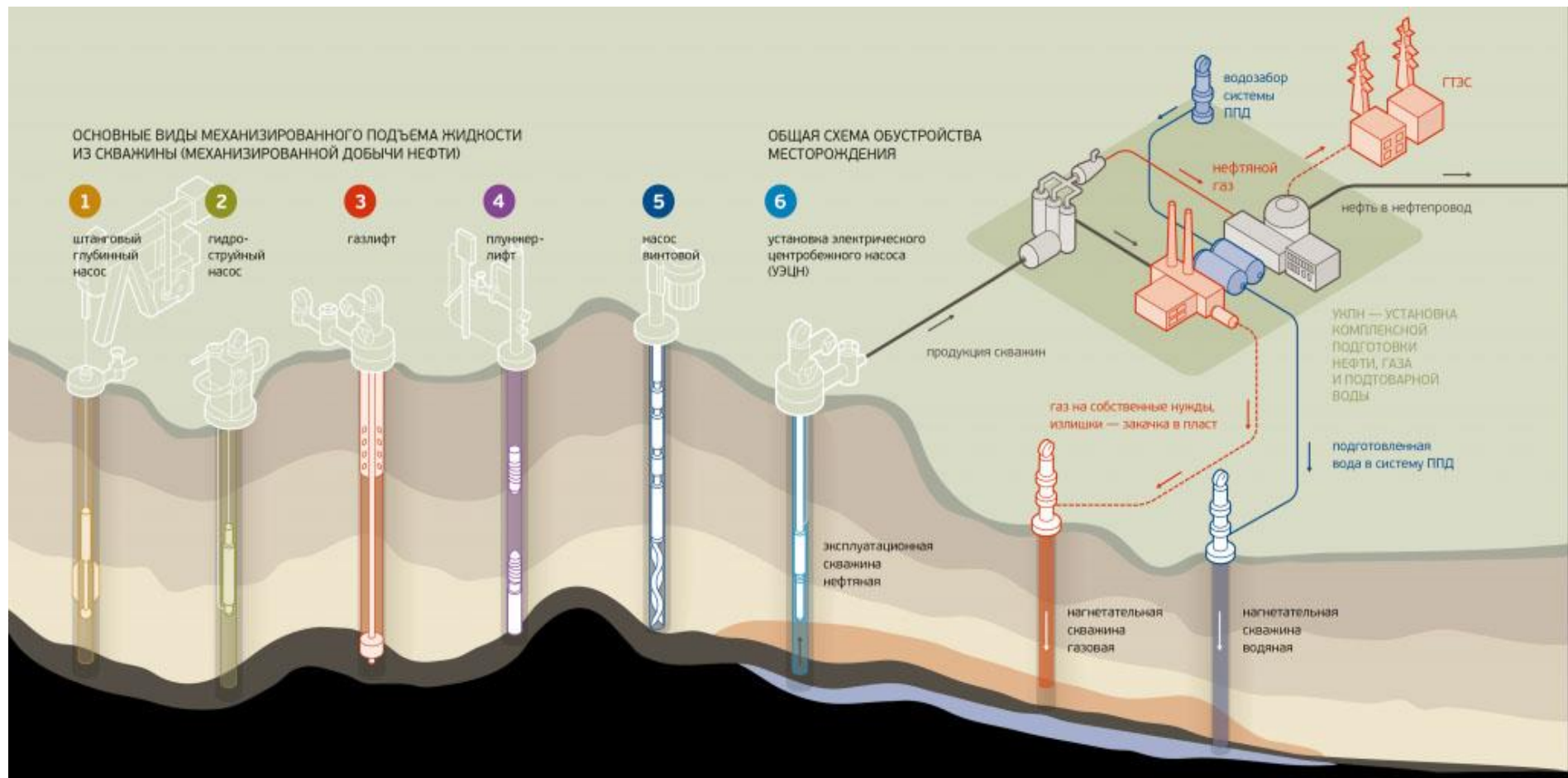


Рисунок 1 – Обустройство месторождения со способами добычи

По сути, каждый из вариантов соответствует различной стадии разработки месторождений, где первые два варианта наиболее часто встречаются на первых (I и II) стадиях разработки, а механизированный вариант – чаще на последних (III и IV) стадиях разработки месторождений. На месторождениях чаще всего используются комбинированные варианты способов добычи нефти, где равноценно встречаются все три вида рассматриваемых вариантов добычи.

### **Фонтанный способ добычи нефти.**

На сегодняшний день по способу добычи фонтанный является наиболее эффективным и менее затратным. При фонтанном способе добычи используют избыточное давление пласта.

К преимуществам фонтанного метода добыче по сравнению с остальными способами, можно отнести следующее [4]:

- 1) несложное оборудование скважины;
- 2) большие возможности для регулировки функционирования скважины;
- 3) применение практически всех известных методов при исследованиях скважин и пластов горной породы;
- 4) возможность управлять добычей на расстоянии;
- 5) длительный межсервисный интервал работы механизмов;

Чтобы начать эксплуатировать скважину фонтанным способом ее необходимо оборудовать специальной запорной арматурой, которая позволит загерметизировать устье скважины, производить регулировку и контроль режимов работы скважины, надежно обеспечить абсолютное закрытие скважины под давлением.

Разность давления между пластовым и забойным, способствует притоку жидкости к забою скважины. Если давление столба жидкости, меньше пластового, то скважина будет фонтанировать. В зависимости от режима работы залежи, фонтанирование скважины может происходить:

- с помощью той и другой энергий.
- из-за энергии гидростатического напора;

- из-за энергии газа, растворенного в нефти;

Фонтанная арматура (рис.2) состоит из фонтанной елки и трубной головки.



Рисунок 2 – Фонтанная арматура

Фонтанная арматура представляет собой фланцевые тройники, крестовики и запорные устройства, которые соединяются с помощью шпилек. Герметизируют соединения межфланцевым, которое вставляется в паз на фланцевых соединениях и затем стягивают шпильками.

Трубную головку устанавливают на колонную головку. Она служит для подвески НКТ и герметизации кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной, а также для проведения различных спускоподъемных операций, связанных с освоением и промывкой скважин, удалением отложений из НКТ парафина, гидрата и т.д.

Головка трубная состоит из: тройника, крестовины и переводной катушки.

Тройник устанавливается при оборудовании скважин двухрядным лифтом НКТ. При этом один ряд НКТ крепится к переводной катушке с

помощью переводной втулки, а второй ряд НКТ - с помощью переводной втулки.

На крестовике и тройнике трубной головки ставят запорные арматуры, которые служат для соединения технологического оборудования.

Фонтанная елка устанавливается на трубную обвязку. Она служит для направления жидкости и газа из скважин.

Фонтанная елка состоит из: тройников, центральной задвижки-буферной задвижки, задвижек на коллекторах для перевода работы скважины на один из коллекторов.

Буферная задвижка применяется при скребковании и шаблонировании НКТ, для установки или ревизии различных скважинных измерительных приборов, не останавливая работу скважины. При эксплуатации на буферную задвижку устанавливают заглушку с манометром.

Все задвижки фонтанной елки, при работе скважины должны быть открыты, кроме одной из выкидных линий. Центральную задвижку закрывают лишь в аварийных ситуациях, направляя жидкость через межтрубное пространство в выкидные линии [8].

### **Газлифтный способ добычи**

При использовании газлифтного метода с помощью компрессора в скважину закачивают газообразное вещество, которое смешивается с нефтью. При этом происходит снижение плотности нефти, и увеличение давления забоя по сравнению с давлением внутри пласта, что способствует подъему жидкости к поверхности земли (рис.3).

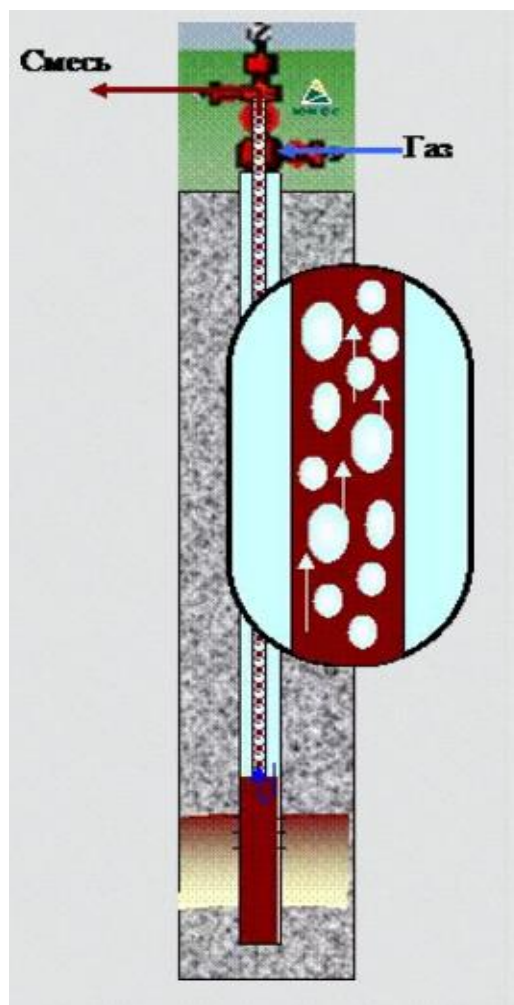


Рисунок 3 – Принцип газлифтного способа добычи

Газлифтный способ добычи нефти имеет следующие преимущества:

- механизмы расположены на земле;
- простота конструкций оборудования;
- глубины и диаметры скважины не влияют на возможность добычи больших объемов жидкости;
- простота регулировки дебита нефти скважины;

Но вместе с тем, газлифтный способ добычи нефти имеет некоторые недостатки:

- сжигание попутного нефтяного газа, смешанного с воздухом;
- повышенный коррозионный износ трубопроводов.
- существенные капитальные вложения при строительстве азотно-компрессорных станций.

На рисунке 4 схематично изобразим основные отличия газлифтного способа добычи от фонтанного.



Рисунок 4 – Особенности газлифтного способа добычи

Газлифт применяется в случаях, когда работа насосами осложнена из-за высокого газосодержания или низкой температурой жидкости, наличием песка, отложения парафина, смол и солей, а также в кустовых и наклонно направленных скважинах.

### **Глубинно-насосный способ добычи.**

Перевод фонтанных скважин на механизированную добычу применяется, когда пластовой энергии недостаточно для подъёма жидкости на заданную высоту. Добыча осуществляется погружными насосами. По типу применяемого глубинно-насосного оборудования различают штанговые (ШГН), электроцентробежные (УЭЦН), гидropоршневые (УГПН), электровинтовые (УЭВН), струйные (УСН) и др.

В России наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили ШГНы (предназначены для эксплуатации низко-среднедебитных



скважин), а по объёму добычи – УЭЦН (для эксплуатации средне-высокодебитных скважин).

Штанговый насос (рис.5) состоит из плунжера, движущегося вверх-вниз по цилиндру. Плунжер снабжен обратным клапаном, который не дает жидкости течь вверх, но не вниз. Обратный клапан, в современных насосах представляет собой шар-седло. Второй клапан, всасывающий, - это шаровой клапан, расположенный внизу цилиндра также позволяет жидкости течь вверх, но не вниз [12].

Перед другими механизированными способами добычи нефти ШГН имеют следующие преимущества:

- для первичных двигателей могут быть использованы различные приводы;
- обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- установки ШГН могут применяться в осложненных условиях эксплуатации - в песко-проявляющих скважинах, при наличии в добываемой нефти парафина, при высоком газовом факторе.

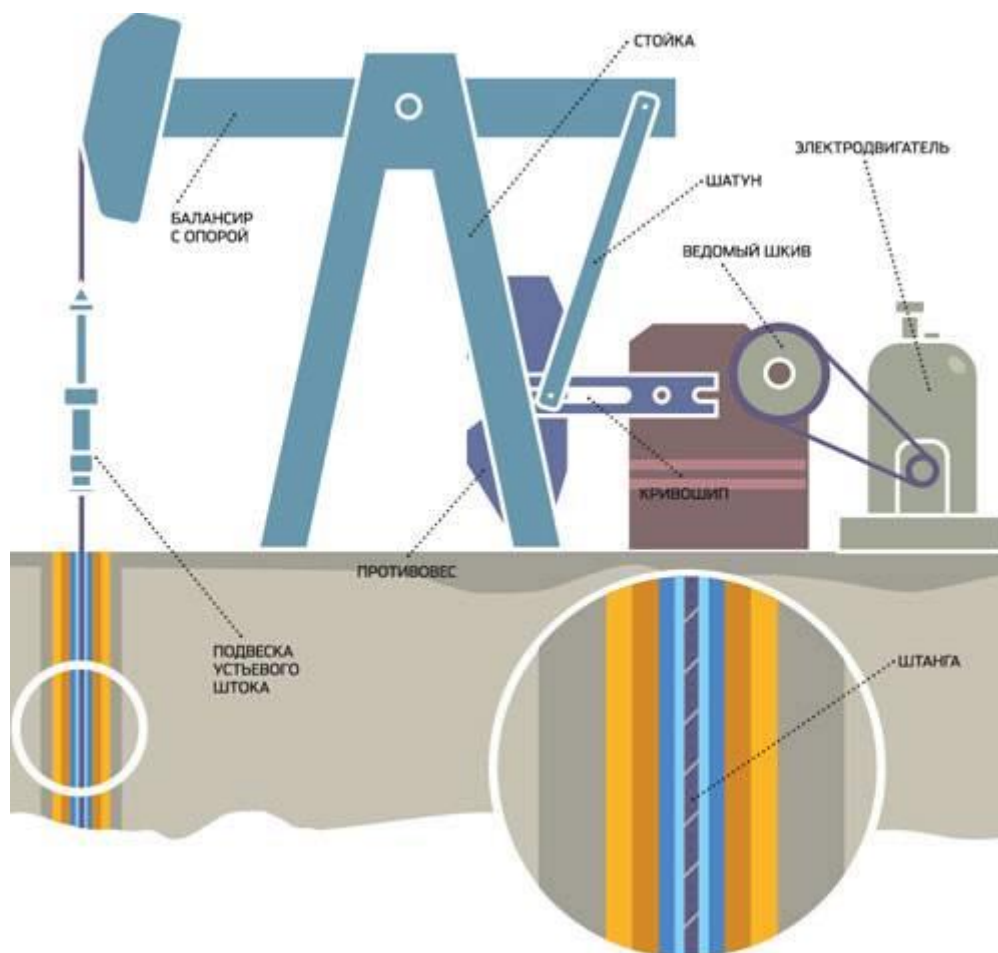


Рисунок 5 – Схема состава штангового глубинного насоса

К основным недостаткам относятся:

- малая глубина спуска насоса;
- малая производительность ;
- ограничение по кривизне ствола.

Электроцентробежные насосы, значительно обходят штанговые насосы [9]:

- Простота наземного оборудования;
- Большая производительность до  $15000 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- Возможность использования на больших глубинах с выше 3км;
- Длительный износ МРП достигает от 500 суток до 2 лет и выше;
- Не трудоемкий метод удаления парафина с НКТ.

Электроцентробежные насосы применяются в глубоких и наклонных скважинах, в сильно обводненных, с высокой минерализацией вод, для подъема соляно-кислотных растворов.

На рисунке 6 представим схему УЭЦН.

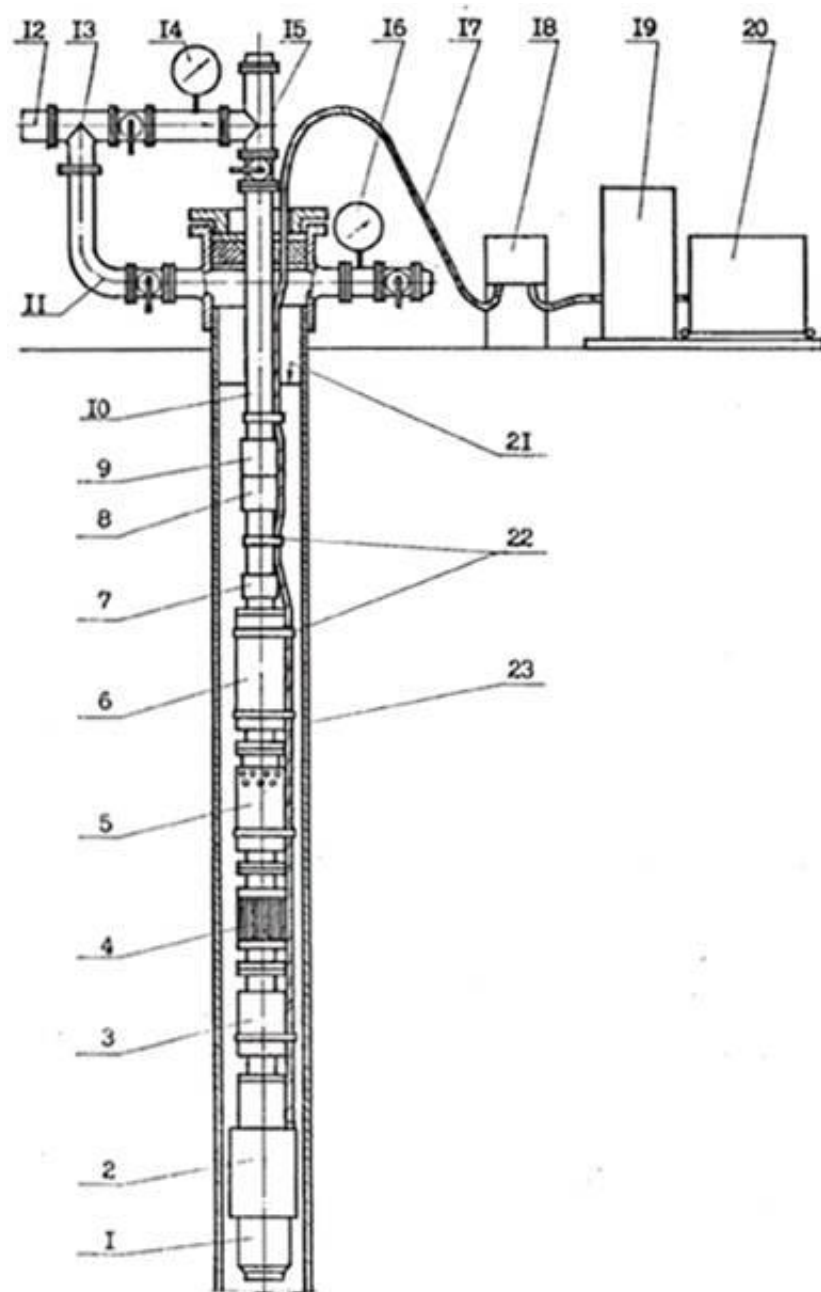


Рисунок 6 – Схема компоновки установки электроцентробежного насоса

## 1.2 Конструкция и технология эксплуатации УЭЦН

Рассмотрим состав УЭЦН на примере модульной установки ее состав. К примеру установки УЭЦНМ и УЭЦНМК (рис.6) состоят из [13]

- погружного насосного агрегата, кабеля в сборе,

- наземного электрооборудования - трансформаторной комплектной подстанции.

Насосный агрегат, состоящий из погружного центробежного насоса и двигателя (электродвигатель с гидрозащитой), спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб. Насосный агрегат откачивает пластовую жидкость из скважины и подает ее на поверхность по колонне НКТ.

Кабель, обеспечивающий подвод электроэнергии к электродвигателю, крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами (клямсами), входящими в состав насоса.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль - головку насоса, а спускной в корпус обратного клапана.

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Двигатель - асинхронный погружной, трехфазный, короткозамкнутый, двухполюсный, маслonaполненный.

Установки могут комплектоваться к примеру двигателями типа ПЭД1 по ТУ 16-652.031 - 87, оснащенными системой контроля температуры и давления пластовой жидкости.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата - фланцевое валов сборочных единиц - при помощи шлицевых муфт.

### **Насос центробежный.**

Насос состоит из входного модуля, модуля-секции (модулей-секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов (рис.7).

Валы модулей-секций всех групп насосов, имеющих одинаковые длины корпусов (2, 3 и 5м), унифицированы по длине. Валы модулей-секций и входных модулей для насосов обычного исполнения изготавливают из калиброванной коррозионно-стойкой высокопрочной стали марки к примеру

ОЗХ14Н7В и имеют на торце маркировку «НЖ», для насосов повышенной коррозионностойкости - из калиброванных прутков из сплава Н65Д29ЮТ-ИШК-монель и имеют на торцах маркировку «М».

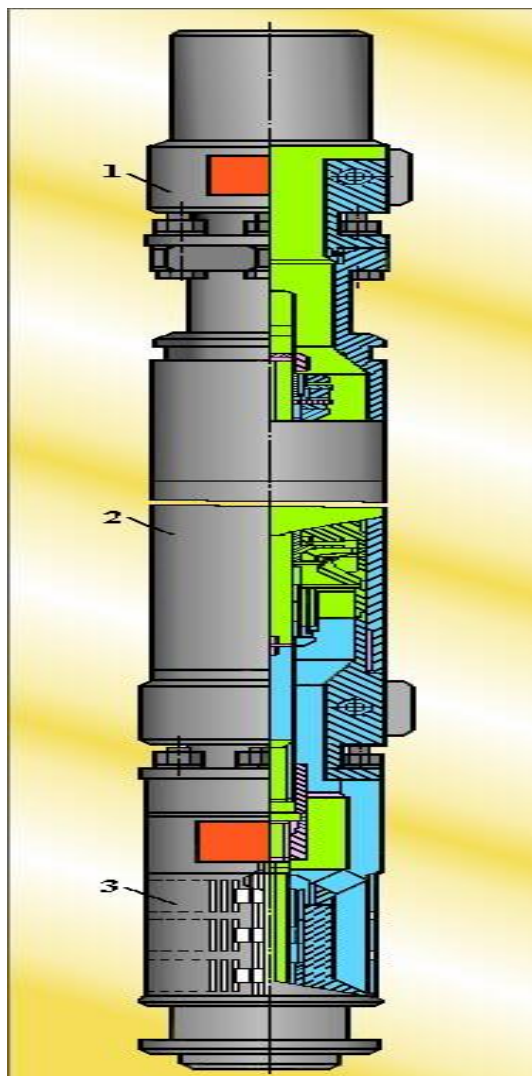


Рисунок 7 - Насос - погружной центробежный модульный

Где на рисунке: 1 – модуль головка, 2 – модуль секция, 3 – модуль входной.

#### ***Погружной электродвигатель.***

В состав ПЭД входит (рис.7) и гидрозащиты. Состоит из двигателя трехфазной асинхронной двухполюсной погружной унифицированной серии ПЭД . Имеет такие характеристики как коррозионность и климатического исполнения В, Работают от сети переменного тока частотой 50 Гц и используются как привод погружных центробежных насосов.

Двигатели способен работать в среде пластовой жидкости с температурой до 110 °С, содержащей:

- механические примеси с относительной твердостью частиц не более 5 баллов по шкале Мооса - не более 0,5 г/л;
- сероводород: для нормального исполнения - не более 0,01 г/л; для коррозионностойкого исполнения - не более 1,25 г/л;
- свободный газ (по объему) - не более 55%. Гидростатическое давление в зоне работы двигателя не более 25 МПа.

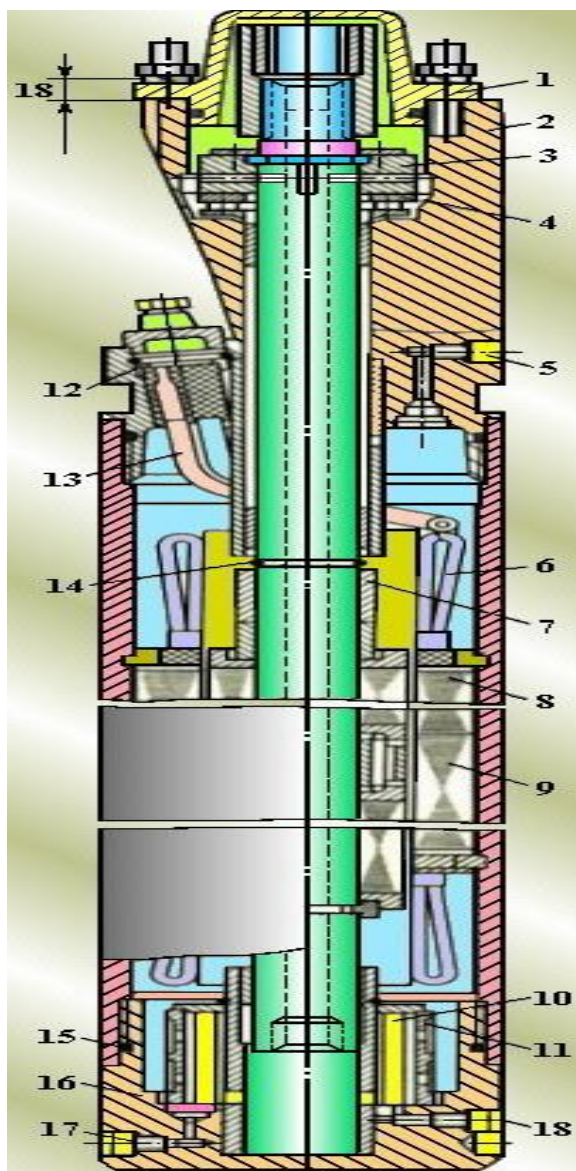


Рисунок 8 - Электродвигатель односекционный

Где на рисунке: 1 - крышка; 2 - головка; 3 - пята; 4 - подпятник; 5 - пробка; 6 - обмотка статора; 7 - втулка; 8 - ротор; 9 - статор; 10 - магнит; 11 - фильтр; 12 - колодка; 13 - кабель с наконечником; 14 - кольцо; 15 - кольцо уплотнительное; 16 - корпус; 17, 18 - пробка

**Гидрозащита погружных электродвигателей.**



Гидрозащита (рис.9) предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации изменения объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса.

Гидрозащиты открытого типа представлена на рис.9, а, закрытого - на рис.9, б.

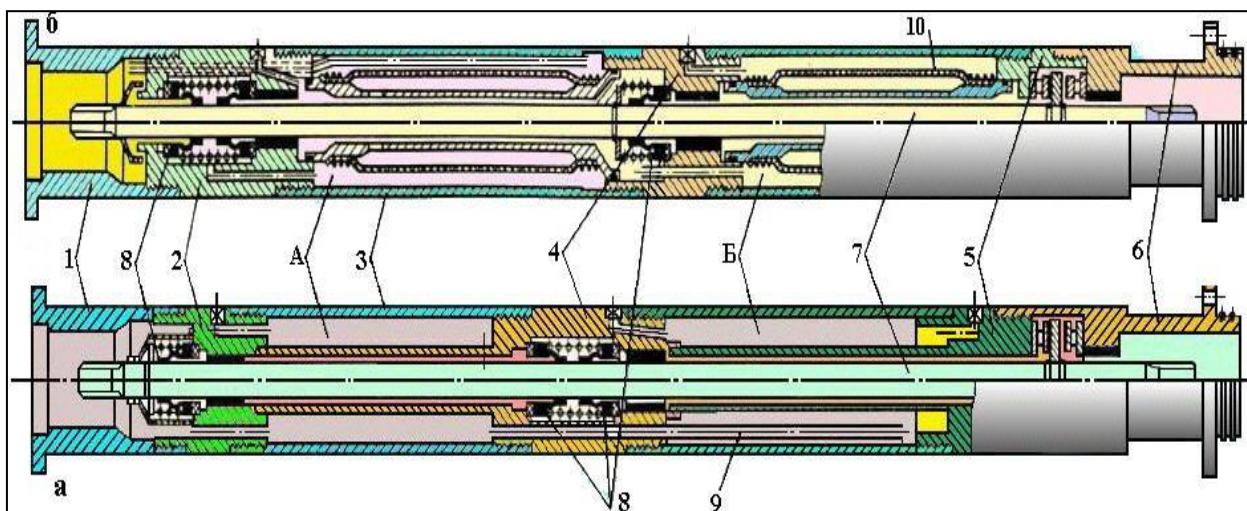


Рисунок 9 - Гидрозащита открытого (а) и закрытого (б) типов

Где А - верхняя камера; Б - нижняя камера; 1 - головка; 2 - верхний ниппель; 3 - корпус; 4 - средний ниппель; 5 - нижний ниппель; 6 - основание; 7 - вал; 8 - торцовое уплотнение; 9 - соединительная трубка; 10 - диафрагма

## 2 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

## 2.1 Геология месторождения

### 2.1.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-тохомское месторождение в административном отношении расположено в Красноярском крае рис.10



Рисунок 10– Карта района работ

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-тохомское месторождение - одно из крупнейших в Восточной Сибири. Площадь лицензионного участка около 5 569 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы категорий В1+В2: нефть – 174 млн тонн; газ – 196 млрд м<sup>3</sup> [3].



### 2.1.2 Характеристика продуктивных пластов

Нефтегазоконденсатная Юрубченская залежь расположена в пределах участка, ограничена с севера и востока разломами.

#### **Основной объект разработки Юрубченской залежи.**

Промышленно нефтегазоносными отложениями Юрубченской залежи являются терригенные отложения вендского возраста и доломитов рифея.

Основным объектом разработки Юрубченской залежи массивного типа является пласт Р1-2 (рифей), размерами 50×39 км, высотой 136 м.

В таблице 1 представлена геолого-физическая характеристика основного объекта разработки месторождения (пласт Р1-2).

Таблице 1 – Геолого - физическая характеристика продуктивного пласта Р1-2

Параметры	Пласт Р1-2
Глубина залегания, м	а.о. 2068
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Кавернозно-трещинный
Площадь нефтеносности, С1/С2 тыс.м <sup>2</sup>	588140/550900
Средняя общая толщина, м	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	41.9
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	40.3
Средняя водонасыщенная толщина, м	-
Пустотность, доли ед.	0.018
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0.9
Средняя газонасыщенность, доли ед.	0.9
Проницаемость, мкм <sup>2</sup> *10 <sup>-3</sup>	49
Коэффициент песчанистости , д.ед.	-
Коэффициент расчлененности. д. ед.	-

Начальная пластовая температура (на ГНК), 0С	27
Начальная пластовое давление (ГНК), МПа	21.19

В пределах залежи выделено две зоны: водонефтяная, занимающая 29% от общей площади; водонефтегазовая – 71% [3].

### 2.1.3 Характеристика пластовых флюидов

#### Нефть.

Плотность нефти в пластовых условиях варьировалась между 648,6 – 745,4 кг/м<sup>3</sup>; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию - 699 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,48-2,56 мПа\*с, газосодержание варьировалось между значениями 80,3-232,8 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент составил 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти отображен в таблице 2.

Таблица 2 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти

Наименование параметра			Пласт Р1-2		
при однократном разгазировании пластовой нефти в с. у.		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в р. у.	пластовая нефть		
выделившийся газ	нефть		выделившийся газ	нефть	
Молярная концентрация компонентов, %					
- двуокись углерода	0,26	-	0,286	-	0,07
- азот + редкие	3,07	-	4,75	-	2,14

в т.ч. гелий	0,05	-	0,086	-	0,04
- метан	65,42	0,33	80,46	0,059	44,57
- этан	15,18	0,57	9,45	0,79	10,42
- пропан	8,15	1,1	3,25	3,03	5,84
- изобутан	1,49	0,63	0,34	1,79	1,18
- норм, бутан	3,46	2,54	0,88	4,08	1,65
- изопентан	0,92	1,75	0,15	2,75	1,17
норм. пентан	1,07	2,89	0,18	3,53	1,65
- гексаны	1,42	90,19	0,08	83,98	29,78
Плотность					
- газа, кг/м <sup>3</sup>	1,048	824,1	0,819	825	694,46
- газа относительная	0,869			0,680	

По значению вязкости нефть Юрубченской залежи относится к маловязким нефтям (в среднем 8,36 мПа\*с).

### **Конденсат.**

Плотность конденсат в нормальных условиях в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см<sup>3</sup>. Средняя вязкость имеет значение 1,34мПа\*с. Среднее значение содержания серы составило 0,09%, содержание парафина – 0,85%, содержание силикагелевых смол – 1,81%, асфальтенов – 0,08%.

## **2.2 Разработка месторождения**

### **2.2 1 Анализ основных показателей разработки**

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-тохомское месторождение - одно из крупнейших в Восточной Сибири.

Площадь лицензионного участка около 5 569 км<sup>2</sup>. Извлекаемые запасы категорий В1+В2: нефть – 174 млн тонн; газ – 196 млрд м<sup>3</sup>; Накопленная добыча с начала промышленной (2009 г.) эксплуатации месторождения: 1 177 тыс. тонн нефти.

Месторождение Юрубчено-тохомское было открыто в 1982 г., до 2008 г. включительно осуществлялось только разведывательное бурение и частично вводились скважины в качестве опытно промышленной эксплуатации.

Официальным стартом промышленной разработки месторождения можно считать начало 2009 г., когда началось активное разбуривание основного объекта разработки (Р1-2) с ежегодным вводом добывающих скважин (до 5-6 ед. в год) и началом формирования системы ППД.

Месторождение Юрубчено-тохомское находит на 1 стадии разработки и характеризуется стабильно высокими дебитами по нефти, малой обводненностью и нарастающими годовыми отборами флюидов. Значение среднего дебита скважин равен 68 т/сут по нефти, по жидкости – 76 т/сут, обводненность 15%.

За 2016 г. было добыто 545 тыс. т. нефти, 638 тыс. т. жидкости и около 1 млрд. м<sup>3</sup> газа. Всего в период с 2009 г. по 2018 г. было добыто 1722 тыс. т. нефти, 1948 тыс. т. жидкости, а также 5,8 млрд. м<sup>3</sup> газа [1].

Динамика годовых отборов период с 2009 по 2017г. приведена на рисунке 11.

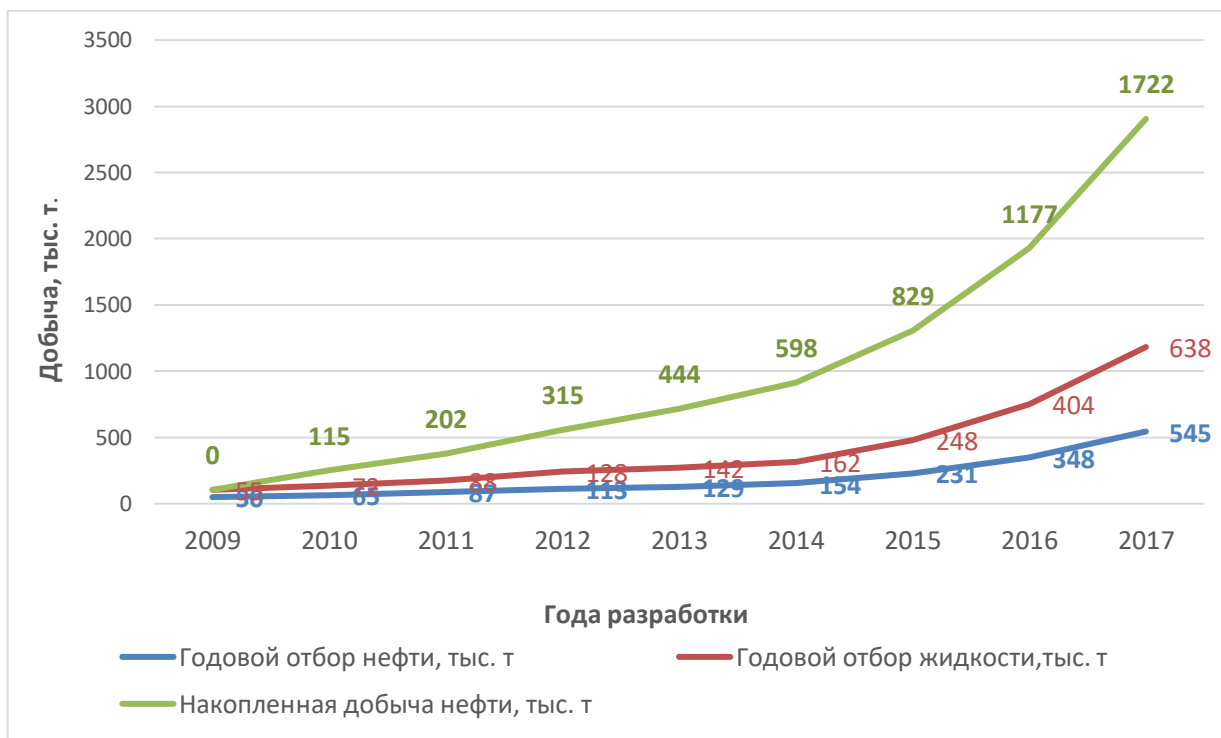


Рисунок 11 – Характеристика отборов нефти и жидкости по месторождению в период 2009-2017г.

На рисунке 12 приведены данные по средним дебитам по нефти добывающих скважин.

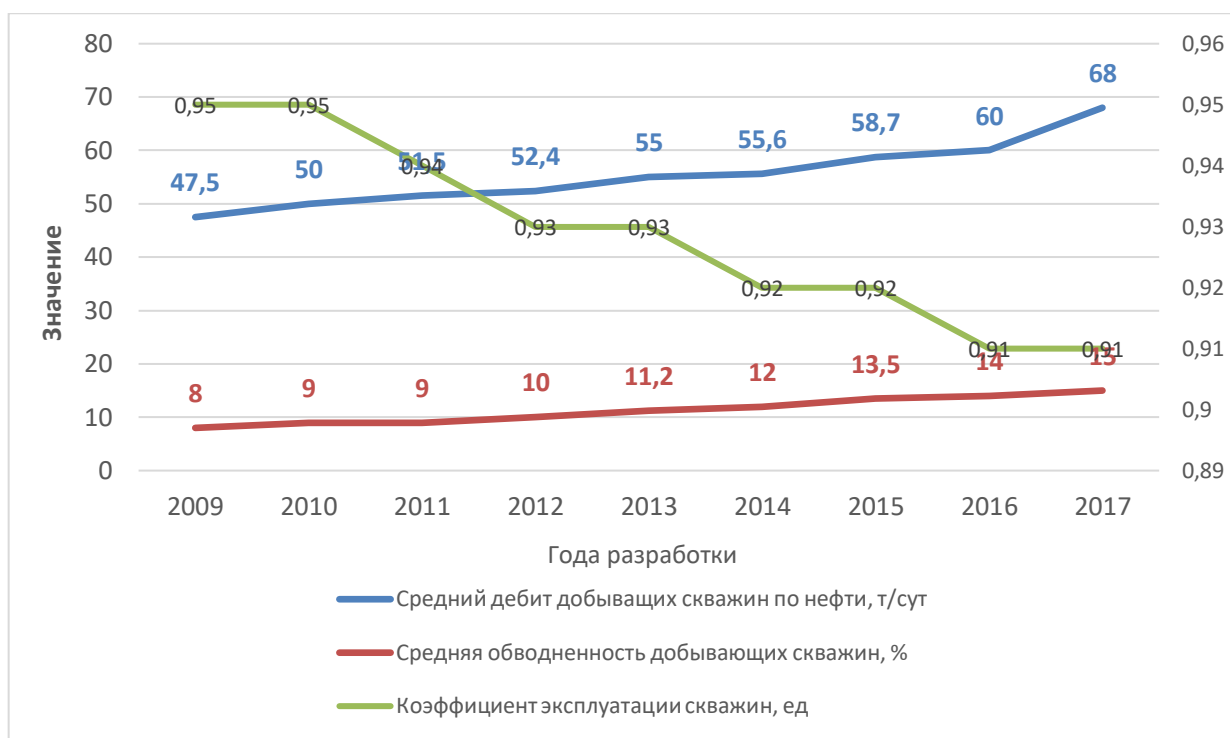


Рисунок 12 – Динамика дебита добывающих скважин на месторождении в период 2009-2017г.

Учитывая, что большинство добывающих скважин работают в фонтанном режиме и являются горизонтальными среднесуточный дебит таких скважин относительно не велик. Такая тенденция характеризуется не достаточностью применения различных методов увеличения нефтеотдачи, к примеру применение многостадийного гидравлического разрыва пласта при вводе в эксплуатацию горизонтальной скважины, а также не всегда верным подбором оборудования скважин и режимов его эксплуатации. В связи с этим средний коэффициент эксплуатации добывающей скважины составляет 0,91(вместо проектных 0,95), а также межремонтный период работы добывающего оборудования в среднем составляет 270 суток (вместо проектных 320 суток).

Однако данный аспект не является критическим, так как в первую очередь на период до 2021 г. включительно на месторождении необходимо ввести в эксплуатацию 46 горизонтальных добывающих скважин, обустроить системы поддержания пластового давления и систему водозаборных скважин

и только после начать применение различных МУН для увеличения конечной нефтеотдачи.

Текущий КИН на месторождении составляет 0,01, итоговый проектный КИН на период до 2062 г включительно составляет 0,364. Текущее пластовое давление 20,1 МПа, начальное – 21,4 МПа.

Общий фонд скважин - 521, добывающих скважин 444, в т. ч. горизонтальных 432.

С точки зрения различных геолого-технических мероприятия или применения различных МУН, то в период 2009-2016 гг. они почти не проводились. В 2015 г. и в 2016 г. были успешно проведены МГРП в двух добывающих скважинах (№ 45, № 23), прирост среднесуточного дебита по нефти составил 17 и 22 т/сут соответственно, ожидаемый срок эффекта от МГРП 18 месяцев. Так же в одной скважине (№ 59) проводился кислотный гидравлический разрыв пласта, эффект от мероприятия составил (14 т/сут). В дополнении к этому некоторые добывающие скважины переводятся под механизированную добычу (на 2-х скважинах используются УЭЦН).

### **2.2.2 Характеристика фонда скважин**

В фонд специальных скважин с начала бурения на месторождении, было пробурено 56 скважин, из них 21 разведывательных, 5 вертикальных добывающих, 22 горизонтальных добывающих, 6 водозаборных, а также нагнетательные скважины в количестве 2 единицы. При этом ликвидировано было 34 скважины. На начало 2017 г. на месторождении в эксплуатации находятся 17 добывающих горизонтальных скважин, 4 водозаборных и 1 нагнетательная скважина[2].

Постепенный ввод нагнетательных скважин, как система ППД, обусловлен постепенным снижением эффективности добычи за счет “газовой шапки” в нефтегазоконденсатных месторождениях.

Все скважины эксплуатируются на единственном объекте разработке Р1-2, средняя глубина вертикальной части ствола скважин составляет 1900 м,

средняя длина горизонтального участка добывающих скважин составляет в среднем 500 м. Средний дебит новых добывающих (4 скважины введенные в 2016 г и 7 скважин в 2017 г) скважин составляет 102 т/сут, что выше чем средний дебит других добывающих скважин на 27 т/сут, обуславливается это тем, что бурение новых скважин проводится с большей точность вскрытия эффективных толщ пластов.

Текущий план разработки месторождения подразумевает активный ввод и освоение новых добывающих скважин, всего 46 единиц, при этом в большинстве будет проводиться многостадийный гидравлический разрыв пласта для увеличения конечной нефтеотдачи.

К началу 2022 г. фонд скважин должен составлять: 46 ед. добывающих, из них 44 горизонтальные скважины и 2 вертикальные; 12 водозаборных; а также 5 нагнетательных.

Динамика действующего фонда добывающих скважин по годам разработки представлена на рисунке 13.



Рисунок 13 – Динамика добывающего фонда скважин по месторождению в период 2009-2017г

Таблице 3 – Характеристика фонда скважин месторождения

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объект разработки(Р1-2)
Фонд добывающих скважин	Пробурено всего	72
	Возвращено с других горизонтов	0
	Горизонтальные	27
	Вертикальные	5
	Разведывательные	26
	Ликвидировано	48
	В том числе:	
	Действующие	24
	Из них горизонтальные	21
	Вертикальные	3
	из них фонтанные	22
	УЭЦН	2
	ШГН	0
	бескомпрессорный газлифт	0
	внутрискважинный газлифт	0
	Бездействующие	0
	В простое	0
	В освоении после бурения	4
	В консервации	0
	Переведены под закачку	0
	Переведены на другие горизонты	0
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	5
	Возвращено с других горизонтов	0
	Переведены из добывающих	0
	Ликвидированные	2
	В том числе:	
	Под закачкой	3
	Бездействующие	0
	В освоении после бурения	0
	В консервации	0
	В отработке на нефть	0
	Переведены на другие горизонты	0
	В том числе:	
Фонд водозаборных скважин	Всего пробурено	8
	Действующие	5
	Ликвидировано	3

### 2.2.3 Анализ проектных и фактических показателей по мр



На начальном этапе разработки месторождений редко получается так, что проектные и фактически показатели по добычи значительно разняться. Не исключением является и месторождение Юрубчено-тохомском.

Само месторождение находится на начальном периоде своей разработки, всего согласно принятому проекту разработки на расчетный период от 2009-2062 г. Проект разработки месторождений будет разрабатываться в несколько этапов[1].

#### **1) I этап (2009-2021г.).**

Основные проектные решения на данном этапе:

- Формирование системы сбора и подготовки скважинной продукции;
- Начало формирование системы поддержания пластового давления;
- Ввод в эксплуатацию 73 ед. скважин;
- Достижение максимальные среднесуточных отборов нефти на 1 среднестатистическую добывающую скважину (102 т/сут по нефти) за весь период разработки месторождения;
- Активное применение МГРП при вводе горизонтальных скважин, как первичных МУН, а также избирательное применение КГРП и ПБСКО в призабойных зонах пласта для увеличения конечной нефтеотдачи по месторождению;
- Разбуривание и освоение ведущего ЭО Р1-2 на 60%;
- Плановая накопленная добыча за этот период в 12 млн. т. по нефти, а также 15,5 млн. т по жидкости, добыча газа в 24,4 млрд. м<sup>3</sup>.

#### **2) II этап (2022-2031г.).**

Основные проектные достижения на этом этапе:

- Полное освоение основного объекта разработки месторождения Р1-2.
- Окончание формирование системы ППД;
- Ввод в эксплуатацию двух дополнительные отдельных объектов разработки:
  - а) Р1 (Южно-Терская залежь;
  - б) Р2 (Нижнетохомская).

Выделение объектов разработки кроме единой залежи Р1-2 (Юрубченской залежь Рифесейских отложений) происходит за счет того, что Р1 и Р2, в некоторых местах отделяются друг от друга глинистой толщей примерно в 15% от общей площади. В связи с этим принято решение в частичном выделении двух дополнительных объектов разработки после освоения объекта Р1-2;

- Проектный фонд скважин 245 единиц;

- Достижение максимальных годовых отборов по нефти по всему месторождению, до 6,5 млн. т. нефти в год;

- Начало плавного перехода добывающего фонда скважин на механизированную добычу.

### **3) III этап (2032-2043 гг.).**

Основные проектные решения на данном этапе:

- Переход месторождения на позднюю стадию разработки (объект Р1-2 на 2-3 стадии, объекты Р1 и Р2 на 2 стадии);

- Постепенное снижение пластового давления в дренируемой зоне, до 12-14 МПа. Истощение режима разработки газовой шапки;

- стабильное увеличение обводненности продукции и снижение годовой продукции по нефти (до 7 млн. т. жидкости в год, до 4 млн. т. нефти в год);

- Переход на полностью механизированную добычу (УЭЦН, ШГН и т.д.);

- Прогнозный КИН на данный период разработки – 0,301;

- Фонд скважин 430 единиц.

### **4) IV этап (2043-2065 гг.).**

Завершающий этап разработки месторождения. Основные плановые достижения на этапе:

- Разработка остаточных трудно извлекаемых запасов нефти в не разбуренных пропластках (около 15% от всех извлекаемых запасов);

- Стабильное снижение дебитов добываемой продукции (до 40-45 т/сут по жидкости);

- Стабильный рост обводненности фонда добывающих скважин (до 80% в среднем по месторождению);
- Общий фонд пробуренных скважин по месторождению 654, фонд действующих 521;
- Активно применение третичных МУН на месторождении (химические, тепловые, комбинированные и т.д.);
- Активно проведение мероприятия по оптимизации работы режимов добывающего механизированного фонда скважин (замена и модернизация устаревшего оборудования и оптимизация его работы).

В целом на месторождении не наблюдается существенных расхождений по проектным и фактическим показателям, месторождении разрабатывается равномерно, согласно утвержденному плану центральной комиссии.

Основные факторы, обуславливающие соответствие проектных и фактических показателей:

- Начальный этап разработки месторождения;
- Современный подход компании недропользователя к разработке месторождения (техника, технология, высококвалифицированный инженерный состав);
- Крупный бюджет по освоению и разработки месторождения (на первый период разработки (2009-2023 гг.) около 300 млрд. руб.).

Сравнение проектных и фактическим показателей разработки на период 2009-2016 гг. по основным показателям приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Проектные и фактические показатели разработки месторождения

Показатель	Ед. изм.	Год разработки					
		2015		2016		2017	
		Проект.	Факт.	Проект.	Факт.	Проект.	Факт.
Действ. фонд доб. скважин	Ед.	11	13	15	17	22	24
Ввод новых скважин	Ед.	2	4	4	4	5	7
Средний дебит доб. скв. по жидкости	т/сут	62,6	89,6	68,8	69,8	75,4	76
Средний дебит доб. скв. по нефти	т/сут	55,1	58,7	59,2	60	71,8	68
Обводненность доб. фонда скв.	%	13,1	13,5	14	14	14,5	15
Добыча жидкости за год	тыс.т	223	248	335	404	602	638
Добыча нефти за год	тыс.т	196	231	288	348	515	545
Накопленная добыча жидкости	тыс.т	988	895	1323	1300	1875	1948
Накопленная добыча нефти	тыс.т	884	829	1172	1177	1686	1722
Добыча газа	млрд. м <sup>3</sup>	0,7	0,8	1,1	1,2	1,1	1
Накопленная добыча газа	млрд. м <sup>3</sup>		3,6		4,8		5,8
Коэффициент извлечения нефти	Ед.	0,007	0,006	0,008	0,008	0,009	0,01

### **3 ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ЮРУБЧЕНО-ТОХОМСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

#### **3.1 Анализ работы устьевого и внутрискважинного оборудования на месторождении**

На 01.01.2018 г на месторождении в действующем специальном фонде добывающих скважин находятся в эксплуатации 24 ед., основу которых составляют скважины с фонтанной устьевой арматурой, а также 2 скважины оборудованы УЭЦН. Само месторождение Юрубчено -Тохомское находится на первой стадии разработки и характеризуется высокими среднесуточными дебитами по нефти, а также ежегодно увеличивающимся общими объемами добычи за счет ввода в разработку новых скважин. При этом к 2021-2022 гг руководством компании недропользователя планируется достичь максимальных проектных показателей в добычи нефти на месторождении, а именно [1,2]:

- среднесуточный дебит новых скважин 125 т/сут по нефти;
- среднесуточного дебита скважина по нефти 102 т/сут;
- максимальная годовая добыча в объемах 1,4 млн. т нефти и 2,5 млрд. м<sup>3</sup> газа.

По месторождению проводят различные геолого-технические мероприятия, связанные с эксплуатационным фоном скважин, так за период 2015-2017 гг в фонде специальных скажин всего пробурено 17 скважин введено в эксплуатацию 15 добывающих скважин и 2 нагнетательные, при этом в среднем в 1-2 находятся в консервации, 3-4 ожидаю вывод на режим после бурения, а также 1-2 пребывают в ремонтном фонде по причине различных осложнения в добычи нефти и газа по месторождению.

В свою очередь режим работы фонтанной скважины регулируют устьевым штуцером, скважины исследуют глубинными приборами, спускаемыми через фонтанный лифт до забоя. Перед подземным ремонтом требуется глушить (задавить) фонтан глинистым раствором или пластовой (соленой) водой.

В целом среднесуточный дебит действующих добывающих по нефти скважин составляет 68 т/сут, обводненность скважинной продукции – 15%. В среднем в год вводятся 5-7 новых добывающих скважин и 1-2 нагнетательные. Дебит новых скважин в среднем составляет 85-100 т/сут по жидкости, все подобные скважины работают в фонтанном режиме эксплуатации.

Однако при этом по мере эксплуатации среднесуточные дебиты скважин постепенно снижаются, так если добывающих скважин находятся в работе 1-2 года, то по данным ГИС средние дебиты таких скважин составляют 84 т/сут по нефти, с обводненностью менее 10%, немного другие показатели эксплуатации у скважин, что в эксплуатации уже 4-5 лет и более (около 20% фонда всех скважин), так среднесуточные дебиты таких скважин по нефти составляют 54 т/сут с обводненностью продукции в 24%.

На рисунке 14 и в таблице 5 приведены данные по среднесуточным дебитами нефти в зависимости от срока эксплуатации скважин.

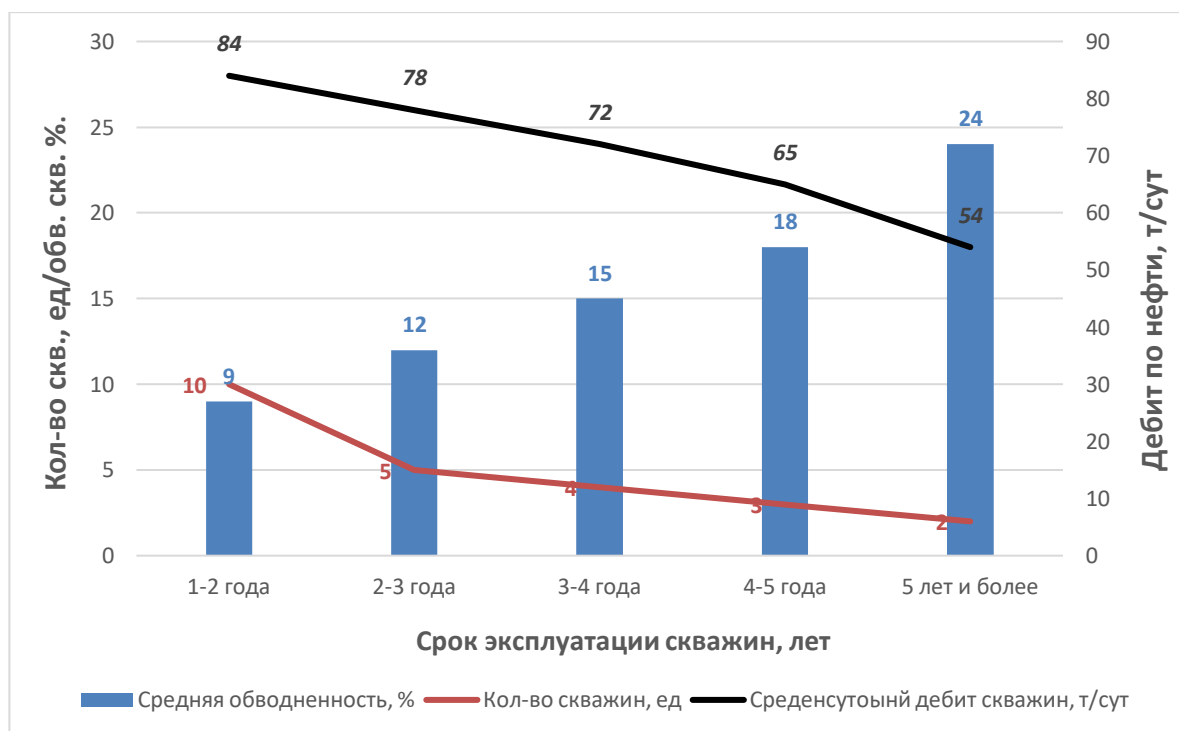


Рисунок 14 – Характеристика среднесуточных дебитов скважин в зависимости от срока их эксплуатации

Таблица 5 – Данные по работе добывающих скважин в зависимости от срока их эксплуатации в условиях месторождения.

Показатель	Срок эксплуатации добывающих скважин				
	1-2 года	2-3 года	3-4 года	4-5 лет	5 лет и более
Кол-во скважин, ед	10	5	4	3	2
Среднесуточный дебит по нефти, т/сут	84	78	72	65	54
Среднесуточный дебит по жидкости, т/сут	93	88	85	79	71
Обводненность, %	9	12	15	18	24

В первую очередь такая статистика продиктована снижением возможности вести извлечение недр за счет естественной энергии пласта, а не только различными осложненными в добычи, такими как механические примеси в добываемой продукции, проблема парафиноотложений на стенках скважин и другого добывающего оборудования и т.д. Поэтому по месторождению часть фонда добывающих скважин планово переводят под механизированную добычу, в основном это касается скважин, находящихся в эксплуатации 3-5 лет.

Рассмотрим перевод добывающих скважин на эксплуатацию под УЭЦН на примере скв. № 15 Юрубчено-Тохомского месторождения. Так скважина введена в разработку в 2014 г, стартовые показатели добычи составили 68 т/сут по нефти, с обводненностью в 6,8%,  $P_{пл}=20,5$  МПа, газосодержание нефти составило 185,7 м<sup>3</sup>/т. По мере дальнейшей эксплуатации скважине динамические показатели добычи за 3,5 года изменились и составили 48 т/сут по нефти и 56 т/сут по жидкости, по данным ГИС на 01.06.2017 г пластовое давление составило 16,8 МПа, газосодержание нефти – 92,8 м<sup>3</sup>/т.

Динамику показателей эксплуатации скважины приведем на рисунке 15 и в таблице 6.

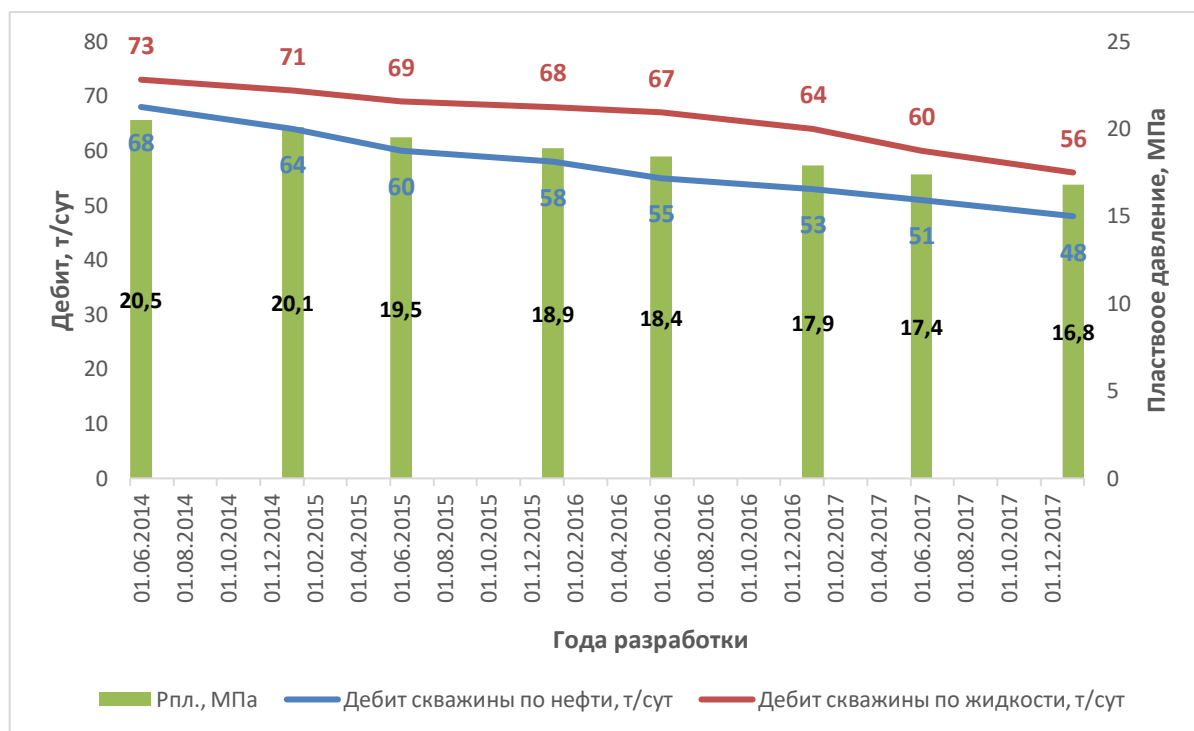


Рисунок 15 – Динамика показателей добычи по скв. № 15 Юрубчено-Тохомского месторождения

Таблица 6 – Показатели эффективности работы добывающей скважины № 15 Юрубчено-Тохомского месторождения

Показатель	При пуске скв.	На 01.06.2017	Разница, +-(%)
Дебит по нефти, т/сут	68	48	-20 (-29,4)
Дебит по жидкости, т/сут	73	57	-17 (23)
Обводненность, %	6,8	15,8	+9
Газсодержание доб. нефти, м <sup>3</sup> /т	185,7	92,8	92,9 (50%)
Пластовое давление, МПа	20,5	16,8	3,7 (18)



Как итог по скважине отмечается снижение технологических показателей добычи, так пластовое давление снизилось на 18%, газосодержание добываемого потока на 50%, что в итоге привело к снижению общей добычи, если за 2015 г по скважине было добыто около 20 тыс. т нефти, то за 2017 г общая добыча составила около 15 тыс. т нефти (на 25% меньше в сравнении с добычей в 2015 г). В соответствии с этим можно сделать вывод, что по скважине отмечается снижение эффективности ведения добычи при фонтанном режиме эксплуатации скважины, учитывая, что проектные показатели по добывающим скважинам составляют около 68 т/сут по нефти в среднем с одной скважины, то руководством компании недропользователя было принято решение о переводе скважины под механизированную добычу, с применением УЭЦН. Рассмотрим далее основные принципы работы УЭЦН и перевода скважины под данный тип добычи.

### **3.2 Подготовка скважины к спуску УЭЦН**

К спуску УЭЦН и запуску скважины УЭЦН производится подготовка в соответствии с планом работ согласованным с уполномоченным лицом подрядной организации, осуществляющей ремонт скважины и утверждённым начальником ЦДНГ. В целом в подготовительные работы входит процесс глушения скважин и шаблонирования эксплуатационной колонны.

Глушение нефтяных скважин производится согласно Технологической инструкции компании «Технические условия на ведение монтажных работ и условия безопасности при текущем, капитальном ремонте и освоении скважин после бурения» № П2-05.01 ТИ-0001.

При глушении на скважине, подлежащей комиссионному расследованию отказа (затянувшийся ремонт, повторный ремонт, преждевременный отказ) все работы проводятся в соответствии с Положением компании недропользователя «Порядок расследования причин отказов внутрискважинного насосного оборудования механизированного фонда» № П2.5-06.

Согласно федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 перед спуском в скважину УЭЦН проводится шаблонирование эксплуатационной колонны в следующих случаях [8]:

- при переводе с другого способа на эксплуатацию УЭЦН;
- при вводе из бурения на эксплуатацию УЭЦН (на усмотрение начальника ОРМФ);
- при вводе из длительного бездействия;
- при увеличении диаметра, превышающего диаметр или глубину при предыдущем спуске шаблона, а также при заглублении УЭЦН;
- в случаях обнаруженного механического повреждения кабеля (задиры, вмятины и т.д.), деформации узлов и затяжек при подъёме предыдущего оборудования, отказавшего по причине снижения изоляции в кабеле (на усмотрение специалиста ОРМФ).

Спуск шаблона осуществляется не менее чем на 50 м ниже проектной глубины спуска УЭЦН (с учетом длины УЭЦН), но не более чем 20 м до интервала перфорации. Диаметр шаблона определяется размерами УЭЦН и эксплуатационной колонны согласно Таблице 24, но должен быть на 3-4 мм меньше внутреннего диаметра эксплуатационной колонны.

Рекомендуемая длина шаблона должна соответствовать длине погружного агрегата, но не менее 15 м.

#### **Подбор УЭЦН к скважине.**

Подбор УЭЦН для скважины включает следующие этапы:

- Сбор и анализ информации по истории эксплуатации и ремонтов скважины и о причинах отказов оборудования;
- Проверка степени корректности исходных данных методом сравнения фактических и расчетных параметров работы оборудования;
- Определение потенциальной производительности скважины;

- Выбор максимально эффективного оборудования и глубины спуска с максимальной производительностью при учете факторов, осложняющих эксплуатацию;
- Проверка ограничений (энергетических, инфраструктурных), связанных с оборудованием;
- Проверка фактических параметров работы оборудования с расчетными после запуска и вывода на режим скважины.

Междисциплинарная и геологическая службы ЦДНГ определяют объем работ, который необходимо провести на данном этапе со скважиной на основании имеющейся информации о фактическом коэффициенте продуктивности, анализа причин предыдущих отказов и данных текущей эксплуатации. Объем работ и порядок их выполнения указывается в заказ-наряде (плане-работ) на ремонт скважины.

На основании полученных данных и скорректированного объема работ ведущий инженер МДС производит подбор компоновки и типоразмера УЭЦН для спуска в скважину.

Подбор оборудования и расчет параметров эксплуатации предполагает создание нескольких вариантов для каждой скважины в соответствии с принципами энергоэффективного дизайна УЭЦН.

В первом варианте создается дизайн УЭЦН в точности соответствующий фактически спущенному оборудованию, и по давлению на приеме насоса или динамическому уровню жидкости производится моделирование режима работы, предшествующего отказу УЭЦН. Рассчитанный дебит жидкости в первом варианте должен совпасть с дебитом, который получен с помощью фактических измерений в АГЗУ и принят за базовый. Базовый дебит жидкости должен быть определен одновременно с замером динамического уровня или давления на приеме, участвующими в расчете[10].

В обязательном порядке заносится полная информация по всем узлам УЭЦН [9]:

- диаметр НКТ, глубина их спуска;
- типоразмер насоса, его напор, и производитель;
- наличие газосепаратора; типоразмер, производитель ПЭД;
- рабочая частота УЭЦН; тип кабеля по температуре, геометрии сечения, диаметру сечения жилы, производителю.

Во втором, третьем и т.д. вариантах создаются энергосберегающие дизайны, среди которых путем сравнения удельного энергопотребления по каждому из них, выбирается наиболее эффективный с учетом имеющегося в наличии оборудования.

Ответственность за правильность подбора оборудования лежит на начальнике междисциплинарной службы ЦДНГ, в то время как ответственность за достоверность геологических параметров (коэффициент продуктивности на скважинах после ГТМ, пластовое давление, процент обводнения добываемого флюида) несет геологическая служба компании недропользователя их выдавшая.

После проведения ремонта и вывода скважины на режим начальник междисциплинарной службы ЦДНГ, совместно с заместителем начальника ЦДНГ по геологии сравнивают фактические данные работы ЭЦН не менее чем за 5 суток (дебит жидкости, динамический уровень или давление на приеме) с расчетными параметрами. В случае отклонения значения фактического дебита от расчетного более чем на 20%, определяется предполагаемая причина его отклонения. Производится перерасчет потенциала скважины. В случае если падение дебита не может быть объяснено уменьшением притока жидкости, производятся технологические операции для определения причин отклонения от режима работы и приведения режима к проектному (опрессовка лифта, промывка УЭЦН, оптимизация рабочего напряжения и частоты ПЭД, проверка АГЗУ и герметичности обратного клапана на устье и т.д.). По выявленным причинам отклонения фактических параметров от расчетных составляется акт в свободной форме, который вкладывается в эксплуатационный паспорт УЭЦН.

### 3.3 Выбор конструкции насоса

Условия эксплуатации УЭЦН определяются исходя из количества абразивных частиц в откачиваемой жидкости. После определения суммарного количества выносимых твердых частиц выбор конструкции насоса следует производить согласно требованиям Методических указаний Компании «Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти»

Общие рекомендации по выбору группы исполнения ЭЦН [11]:

- При выборе насоса необходимо учитывать, что с увеличением его диаметра, при равных конструктивных условиях, увеличивается ширина проходных каналов, возрастает надежность при откачке жидкости с большим количеством механических примесей.
- Увеличение частоты вращения УЭЦН увеличивает скорость износа, поэтому постоянный режим работы ЭЦНа с частотой более 50 Гц при большом выносе механических примесей нежелательно.
- При значительном выносе Мех. примесей следует применять защитные приспособления для сепарации например, десендеры или проводить мероприятия по ограничению выноса из призабойной зоны. Наибольшую опасность для насоса представляют частицы менее 0,25 мм, которые легко попадают в технологические зазоры и вызывают износ.
- Для ограничения производительности оборудования во время запуска с целью уменьшения выноса абразивных частиц на скважинах после ГТМ следует применять частотные преобразователи, или метод штуцирования.

При выборе конструкции насоса необходимо учесть вид износа предыдущего оборудования. Наиболее типичными являются следующие виды износа и причины, их вызывающие [14]:

- 1) Радиальный износ** происходит в результате попадания твердых частиц в радиальный зазор между вращающимися и неподвижными поверхностями,

такими как между ступицей рабочего колеса и отверстием направляющего аппарата.

**2) Осевой износ** происходит при попадании частиц меньших по размеру, чем толщина защитной жидкостной пленки между опорной поверхностью направляющего аппарата и опорной шайбой рабочего колеса. В большинстве насосов используются рабочие колеса плавающего типа, то есть, прежде всего, износу подвержены опорные поверхности рабочих колес и направляющего аппарата

**3) Эрозионный износ** проточных каналов ступеней, причиной возникновения которого является высокая скорость потока жидкости и наличие в ней абразивов (крупная фракция более 0,15 мм, повреждение при соударении).

### **3.4 Пуск УЭЦН в работу**

Пробный запуск производится работниками, допущенными к самостоятельной работе, прошедшими обучение по безопасности труда, по оказанию первой помощи пострадавшим и имеющими соответствующую квалификационную группу допуска по электробезопасности. согласно требованиям.

В состав комплексной группы по запуску УЭЦН входят [15]:

- оператор по добычи нефти и газа ЦДНГ 5-6 разряда;
- оператор 5-6 разряда подрядной организации, занимающейся ВНР;
- 2 электромонтера ООЭПУ, один из которых имеет группу допуска по электробезопасности не ниже 4, а другой не ниже 3;
- мастер бригады ТКРС (ИТР подрядной организации, бурильщик, старший оператор ТКРС), либо лицо правомочно его замещающее.

При пуске УЭЦН необходимо контролировать, рабочий ток ( $I_{\text{р.х.}} < I_{\text{раб}} < I_{\text{ном}}$ ). В первоначальный момент пуска допускается кратковременное превышение рабочего тока ( $I_{\text{пуск}} > I_{\text{ном}}$ ), продолжительностью не больше указанной в таблице 7.

Таблица 7 - Допустимое время работы погружных электродвигателей при превышении номинальных показателей тока

<b>Перегрузка ПЭД от номинальной <math>I_n/I_p</math></b>	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5
<b>Допустимое время работы (мин.)</b>	60	10	5	2	1

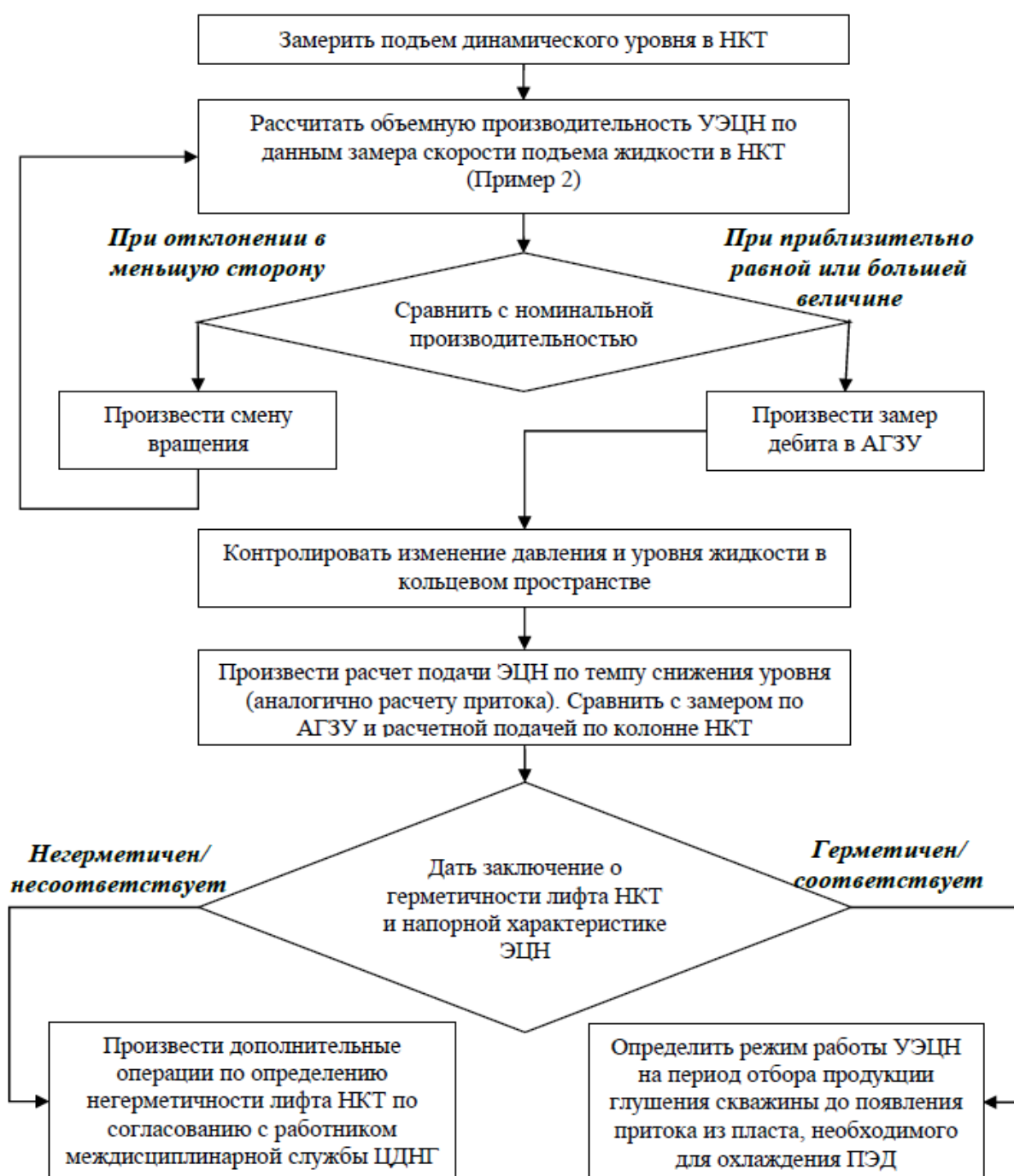
Необходимо учитывать, что прямым показателем правильного направления вращения ЭЦН является его токовая характеристика. При правильном вращении ЭЦН совершаемая работа УЭЦН будет больше, чем при неправильном, следовательно, рабочие показатели силы тока  $I(A)$  должны быть выше. На практике же из-за осложненных условий эксплуатации и влияния различных факторов на работу УЭЦН определение правильного направления вращения достигается путем комплексного применения различных методов.

Так же необходимо токоизмерительными клещами измерить нагрузку ПЭД по фазам, измерительным прибором напряжение от КТПН до ТМПН. Повторить расчеты по фактическим значениям напряжения, при необходимости изменить отпайку ТМПН во время плановых остановок УЭЦН. Действительные значения параметров работы УЭЦН записать в Эксплуатационный паспорт УЭЦН (приложение А1).

После запуска УЭЦН необходимо определить вращение вала ПЭДа. Методика определения правильности направления вращения вала ПЭДа зависит от расположения статического уровня в НКТ (рисунок 3.3).

После запуска скважины необходимо скорректировать график селективности запуска на всех скважинах, находящихся на кустовой площадке. Ответственным за заполнение и предоставление графика селективности является начальник технологической службы ЦДНГ.

Перед подключением скважины на замер, после проведения ТКРС и/или сварочных работ на линейном трубопроводе от скважин до АГЗУ, необходимо предусмотреть промывку по обводному трубопроводу (байпасной линии) в нефтесборный коллектор с целью исключения засорения ПСМ, сепарационной ёмкости и преобразователей расхода в АГЗУ выносимыми механическими примесями (частицы, вносимые в составе растворов глушения, окалины после сварочных работ, проппант после проведения ГРП и др.).





### Рисунок 16 - Алгоритм определения правильности вращения установки электроцентробежного насоса

При высоком уровне жидкости в НКТ запуск ЭЦН произвести на открытую манифольдную задвижку, засечь время выхода на подачи и рассчитать производительность ЭЦНа:

При низком расположении статического уровня для определения правильности вращения УЭЦНа необходимо обеспечить проведение работ согласно следующему плану, приведенному на рисунке 16.

При правильном вращении вала ПЭД расчетный дебит должен соответствовать производительности спущенной установки или быть выше.

### 3.5 Мероприятия по подбору скважинного оборудования

Одно из условий эффективного использования УЭЦН - это правильный подбор оборудования к скважине. Это значит выбор для каждой скважины таких типоразмеров насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, подъемных труб из имеющегося парка оборудования, и такой глубины спуска в скважину, которые обеспечат технологическую норму отбора жидкости из нее в установившемся режиме работы [12].

В таблице 8 приведены данные по замене добывающего оборудования на скважинах.

Таблица 8 – Данные по замене добывающего оборудования по скв. 15 на Юрубчено-тохомском месторождении в 2017г

Скважина	№ 15
Объект разработки	P <sub>1-2</sub>
Оборудование “ДО”	Фонтанная устьевая арматура
Оборудование “ПОСЛЕ”	ЭЦНАК5А – 80 – 1700
Дебит скважин до замены, т/сут	48
МПП скважин до замены, суток	186
Дебит скважин после замены, т/сут	56

МРП скважин после замены, суток	215
---------------------------------	-----

Рассчитаем необходимый напор ЭЦН, выберем насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

Исходные данные по скважине приведем в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета по подбору УЭЦН по скв. № 15 на Юрубчено-тохомском месторождении

Параметр	Значение
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Глубина скважины, м	2250
Статический уровень, м	1256
Коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$	15,7
Кинематическая вязкость добываемой жидкости по скважине, $\text{м}^2/\text{с}$	$24,34 \cdot 10^{-6}$
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины, м	3
Избыточное давление в сепараторе, МПа	0,25
Расстояние от устья до сепаратора, м	600
Плотность добываемой жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$	750
Вязкость пластовой нефти, $\text{МПа} \cdot \text{с}$	1,67
Вязкость дегазированной нефти, $\text{МПа} \cdot \text{с}$	35,9
Обводнённость добываемой продукции по скважине, %	15,8

Определим необходимую площадь внутреннего канала НКТ  $F_{BH}$ ,  $\text{см}^2$  по формуле (3.1) при  $V_{cp} = 1,4 \text{ м/с}$  [14]:

$$F_{BH} = \frac{Q}{V_{cp}} \quad (3.1)$$

Где  $Q$  – дебит скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ;

$V_{cp}$  – средняя скорость потока в трубах,  $\text{м/с}$ .

$$F_{BH} = \frac{64}{86400 \cdot 1,2} = 6,17 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 \text{ или } 6,17 \text{ см}^2$$

Отсюда внутренний диаметр  $d_{BH}$ , мм составит по формуле (3.2)

$$d_{BH} = 2,5 \cdot \sqrt{\frac{F_{BH}}{0,785}} \quad (3.2)$$

$$d_{BH} = 2,5 \cdot \sqrt{\frac{F_{BH}}{0,785}} = 7,01 \text{ см или } 70,1 \text{ мм}$$

Соответственно примем  $d_{BH} = 73 \text{ мм}$

### **Определение необходимого напора ЭЦН.**

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины [6]:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_r + h_c \quad (3.3)$$

Где  $H_c$  – необходимый напор, м;

$h_{ст}$  – статический уровень жидкости в скважине, м;

$\Delta h$  – депрессия, м;

$h_{тр}$  – потери напора на трение в трубах, м;

$h_r$  – разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины, м;

$h_c$  – потери напора в сепараторе, м

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} \quad (3.4)$$

Где  $K$  – коэффициент продуктивности скважины,  $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$ ;

$\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ .

Депрессия по формуле (3.4) будет равна

$$\Delta h = \frac{64 \cdot 10^6}{15,7 \cdot 750 \cdot 9,81} = 554 \text{ м}$$

Потери напора на трение в трубах, м, определяются по формуле

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} \quad (3.5)$$

Где  $L$  – глубина спуска насоса, м

$l$  – расстояние от скважины до сепаратора, м;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

Глубину спуска насоса определяем по формуле:

$$L = h_{\text{см}} + \Delta h + h \quad (3.6)$$

Где  $h$  – глубина погружения насоса под динамический уровень, м.

Коэффициент  $\lambda$  определяют в зависимости от числа  $Re$ :

$$Re = \frac{V_{\text{ср}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} \quad (3.7)$$

где  $\nu$  – кинематическая вязкость жидкости, м<sup>2</sup>/с.

$$Re = \frac{1,2 \cdot 73 \cdot 10^{-3}}{24,34 \cdot 10^{-6}} = 3599$$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \text{ если } Re < 2300 \quad (3.8)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \text{ если } Re > 2300 \quad (3.9)$$

$$\lambda = \frac{64}{3599} = 0,0179$$

Глубина спуска насоса по формуле (3.7):

$$L = 950 + 554 + 302 = 1806 \text{ м}$$

Потери на трение в трубах по формуле (3.5):

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} \quad (3.10)$$

$$h_{mp} = 0,0179 \cdot \frac{(1806 + 600) \cdot 1,2^2}{73 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 9,81} = 43,3 \text{ м}$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{ж} \cdot g} \quad (3.11)$$

где  $P_c$ —избыточное давление в сепараторе, МПа.

$$h_c = \frac{0,25 \cdot 10^6}{750 \cdot 9,81} = 33,97 \text{ м}$$

Подставляя вычисленные значения  $\Delta h$ ,  $h_{тр}$  и  $h_c$  и наперед заданные  $h_{г}$  и  $h_{ст}$  в формулу (3.4), найдём величину необходимого напора для данной скважины.

$$H_c = 950 + 554 + 41,28 + 33,97 + 3 = 1579,25 \text{ м}$$

Для получения дебита  $Q = 64 \text{ м}^3/\text{сут}$  и напора  $H_c = 1579,25 \text{ м}$  выбираем тип ЭЦН с запасом по глубине эксплуатации ЭЦНАК5А-80-1700 .

### **Расчёт габаритов УЭЦН, скорости охлаждающей жидкости и удельного расхода электроэнергии**

Выберем кабель, трансформатор, определим габариты УЭЦН, скорость охлаждающей жидкости и удельный расход электроэнергии по параметрам эксплуатационной скважины и оборудованию:

- наружный диаметр эксплуатационной колонны – 146 мм;
- размер НКТ – 73 мм;
- дебит скважины  $Q = 64 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
- динамический уровень  $h_{дин} = 545 \text{ м}$ ;
- тип насоса ЭЦНАК5А-80-1700;
- тип электродвигателя ПЭД 65 – 117;
- глубина спуска насоса – 1579,25 м;
- температура на приёме насоса - 45°C
- расстояние до станции управления – 100 м.

Сечение жилы кабеля  $S$ , мм выбирается по номинальному току электродвигателя, исходя из плотности рабочего тока  $iA/\text{мм}^2$  в этом кабеле [6]:

$$S = \frac{I}{i} \quad (3.14)$$

Где  $I$  – номинальный ток электродвигателя, А;

Для кабелей с полиэтиленовой и термоэластопластовой изоляцией  $i = 5 \text{ А/мм}^2$ .

$$S = \frac{I}{i} = \frac{27}{5} = 5,4 \text{ мм}^2$$

Учитывая, что в жидкости имеется растворённый газ, выберем кабель с полиэтиленовой изоляцией КПКБ 3х16 и КППП 3х16 мм с рабочим напряжением 2500 В, допустимым давлением до 25 МПа, температурой до 90<sup>0</sup>С и размерами 15,0х37,4 мм.

$$L_k = L + l + l_p \quad (3.15)$$

$$L_k = 1579,25 + 100 + 50 = 1729,25 \text{ м}$$

### **Определение габаритного диаметра УЭЦН и скорости движения охлаждающей жидкости**

Габаритный диаметр насосного агрегата определяют в двух сечениях с учётом того, что электродвигатель, насос и первые от насоса трубы представляют жёсткую систему, и их размещение в скважине должно рассматриваться совместно.

В первом сечении учитываются диаметры электродвигателя насоса и плоский кабель:

$$D_{\max} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S_x \quad (3.21)$$

Где  $D_{\text{эд}}$  – наружный диаметр электродвигателя, мм

$D_n$  – наружный диаметры насоса, мм;

$h_k$  – толщина плоского кабеля, мм;

$S_x$  – толщина хомута, крепящего кабель к насосу, мм.

Во втором сечении учитывается размер муфты НКТ и круглый кабель:

$$A_{\max} = \frac{D_{\text{эд}}}{2} + \frac{D_n}{2} + d_k \quad (3.22)$$

Необходимо, чтобы величина  $D_{\max}$  была больше  $A_{\max}$  ( $D_{\max} > A_{\max}$ ), в противном случае первые над насосом 100 – 150 метров НКТ устанавливают на типоразмер меньше или устанавливают на этой длине плоский кабель.

Скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя  $V$ , м/с определяется по формуле:

$$V = \frac{Q}{86400 \cdot 0.915 \cdot (D_{\text{вн}}^2 - D_{\text{эо}}^2)} \quad (3.23)$$

Где  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$Q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут.

Определим габаритный размер  $D_{\text{max}}$ , мм формуле (3.21):

$$D_{\text{max}} = \frac{117}{2} + \frac{92}{2} + 13,6 + 1,0 = 119,1 \text{ мм}$$

Габаритный размер  $A_{\text{max}}$  с учётом НКТ составит:

$$A_{\text{max}} = \frac{117}{2} + \frac{48}{2} + 29 = 111,5 \text{ мм}$$

Внутренний диаметр 148 мм эксплуатационной колонны равен 134 мм.

Определим скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя по формуле (3.23):

$$V = \frac{27,6}{86400 \cdot 0.915 \cdot (0,134^2 - 0,117^2)} = 0,08 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Полученная скорость превышает необходимую скорость охлаждения (0,05 м/с) по характеристике электродвигателя ПЭД.

### 3.6 Перспективы перевода фонда скважина на механизированную добычу

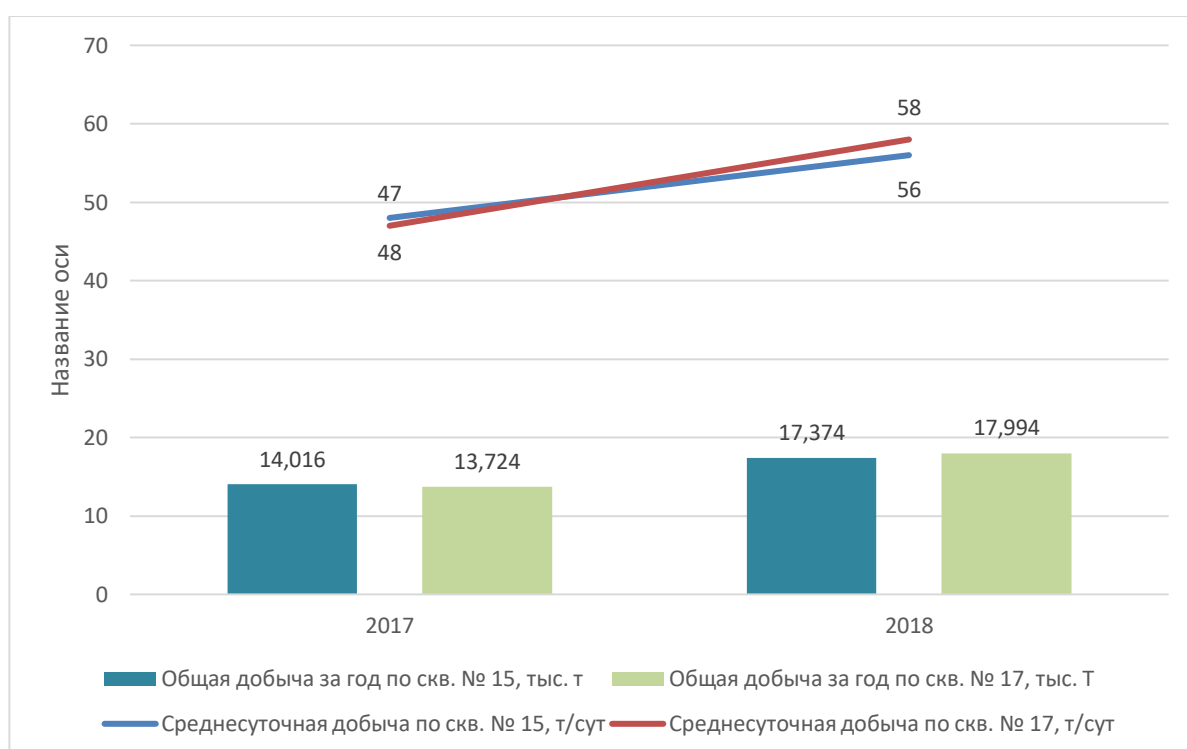
Как итог за 2017 г две скважины (№№ 15, 17) были переведены на механический режим добычи с использование установок электроцентробежных насосов. По обоим скважины до установки ЭЦН отмечалось постепенное снижение ведения добычи с использование только фонтанной устьевой арматуры, то есть за счет естественной энергии пласта:

- по скв. № 15 среднегодовая добыча в период 2014 – 2017 гг сократилась на 29,4% (с 68 т/сут по нефти, до 48 т/сут по нефти), пластовое давление снизилось на 18% (с 20,5 МПа до 16,8);

- по скв.; 17 среднесуточная добыча в период 2014-2017 гг сократилась на 28,7% (с 65 т/сут при запуске скважины, до 47 т/сут на 01.01.2018 г), пластовое давление в дренируемой зоне снизилось на 24% (с 21,5 МПа до до 16,3 МПа)

В целом обе скважины имели одни из самых низких дебитов по месторождению, так если в среднем за год с одной скважины ежегодно добывается 22-25 тыс. т нефти, то по исследуемым скважинам данный показатель за 2017 г составил 28,82 тыс. т в сумме.

Далее после вывода скважин под работу УЭЦН их среднесуточные дебиты увеличились в среднем на 9,5 /сут (на 20%) по нефти с дальнейшей общей среднегодовой добычи на уровне 17-18 тыс. т со скважины, при этом средняя обводненность уменьшилась на 3,2 %. Технологические показатели добычи скважин “ДО” установки ЭЦН и “ПОСЛЕ” приведены на рисунке 17.





Так если в 2019 г кол-во скважин что находятся в эксплуатации уже более 4-5 лет и при этом оборудованных фонтанной арматурой составляет 5-7 ед., то есть скважин на которых потенциально необходимо устанавливать глубинно-насосное добывающее оборудование, то в период 2020-2025 гг по мере дальнейшего освоения месторождения таких скважин приблизительно будет 10-15 ед в сравнении со всем фондом доб. скважин.

Однако итоговое решение перевода скважин под УЭЦН принимается в зависимости от технологических показателей добычи (пластовое давление, дебит скв., газосодержание в доб. потоке и т.д.). На рисунке 18 приведем примерную статистику фонда скважин, что будут оборудованы ЭЦН в период 2020-2025 гг согласно принятому проекту на разработку месторождения.

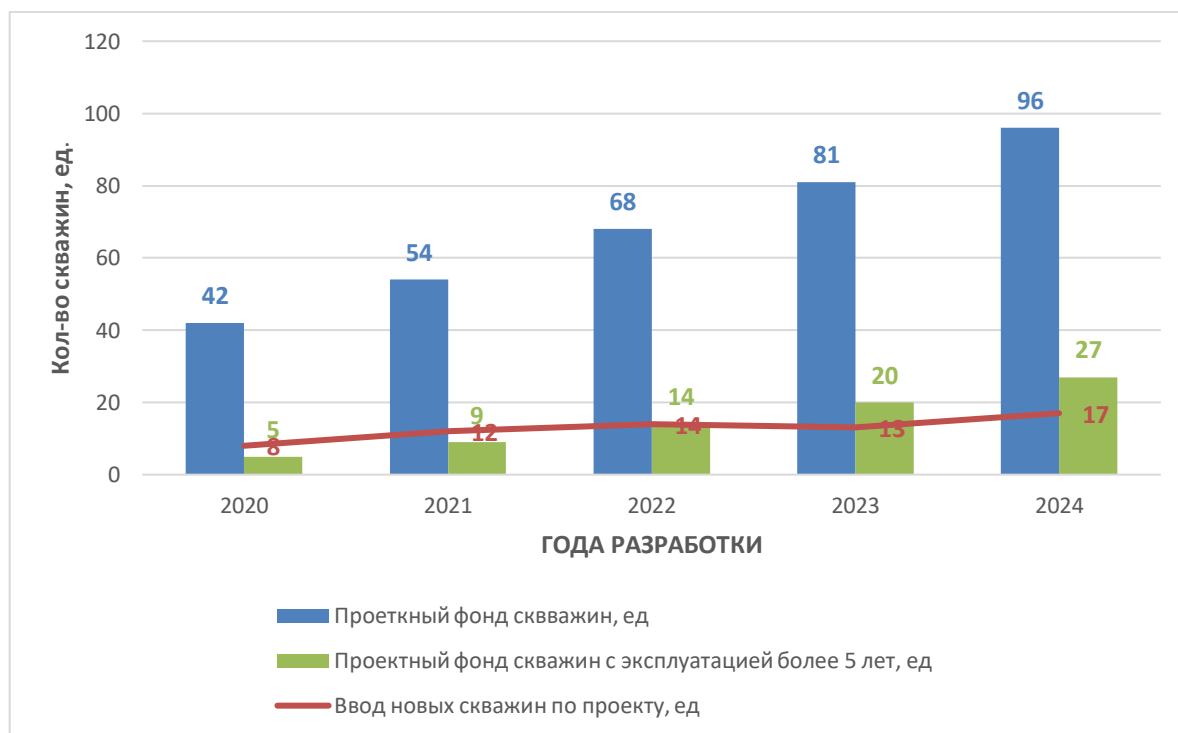


Рисунок 18 – Проектные данные эксплуатационного фонда скважин  
Юрубчено-Тохомского месторождения

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Семитко Василию Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение мероприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы и нормы в отношении расходов (издержек) труда; нормативы и нормы в отношении применения мощностей в производстве, а также нормы продолжительности их освоения; финансовые нормы
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Принять значение налогообложения, ставок налогов, дисконтирования, в соответствии с действующими на сегодняшний день законами.

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Определение необходимых вложений и полученной прибыли для проведения работ по оптимизации работы устьевого и внутрискважинного оборудования
2. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение себестоимости подготовки нефти “До” проведения работ и “После”; Расчет затрат на проведение работ; Расчет прибыли предприятия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.04.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н		28.04.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко Василии Евгеньевич		28.04.2020

#### **4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИ**

Выполним экономический расчет по проводимым работам по переводу скважин №№ 15, 17 Юрубчено-Тохомского месторождения на механизированную добычу в 2017 г.

Для этого рассчитаем себестоимость подготовки 1 т товарной продукции (нефть + конденсат) “ДО” проведения мероприятий и “ПОСЛЕ”, а также вычислим экономический эффект от предложенный работ согласно дополнительной добычи.

В таблице 10 приведем исходные данные по скважине “ДО” проведения работ и “ПОСЛЕ”.

Таблица 10 – Исходные данные по скважине № 15 Юрубчено-Тохомского месторождения

Показатель	Значение	
	ДО	ПОСЛЕ
Среднесуточный дебит скважин по нефти, т/сут	47,5	57
Дебит скважин по жидкости, т/сут	56,2	65,08
Коэффициент эксплуатации скважины до МГРП, $K_{\text{экп}}$	0,85	0,9
Суммарная добыча нефти за год по скважинам, т.	27 740	35 368
Суммарная добыча жидкости за год по скважинам, т.	32 821	40381

Кол-во суток пребывания скважин в ремонтном фонде, суток	42	25
---	----	----

В таблице 11 запишем исходные экономические показатели для расчетов.

Таблица 11 – Исходные данные для экономического расчета

Показатель	Значение	Ед. изм.
Технологические показатели		
Стоимость работы 1 ч. Бригады ПРС/КРС	5 000	руб./ч
Удельные затраты в сутки на ремонт и обслуживание добывающих скважин	15 000	Руб/сут
Экономические показатели		
Цена реализации 1 т. нефти на внутреннем рынке	14 500	Руб/т
Удельные затраты по обслуживанию действующего фонда нефтяных скважин в год	5 000 000	руб./скв·
Удельные затраты по сбору и транспорту нефти и газа	100	Руб/т. жид.
Удельные затраты по технологической подготовке нефти	120	Руб/т. жид.
Удельные расходы на электроэнергию на объем жидкости	40	Руб/т. жид.
Налоговые ставки		
Амортизационные отчисления по эксплуатационным затратам	12	%
Амортизационные отчисления по капитальным вложениям	20	%
Ставка НДС	16,5	%
Ставка НДС	18	%
Налог на прибыль	22	%

#### 4.1 Расчет себестоимости 1 т нефти до УЭЦН

Расчет себестоимости 1 т. нефти вычисляется по следующей формуле [19]:

$$C_n = \frac{Z_n}{Q_n} \quad (4.1)$$

Где  $Z_n$  – итоговые затраты на годовую добычу нефти по скважине, тыс. руб.

$Q_n$  – добыча нефти в году, тыс. т.

Годовые затраты до установки ЭЦН по скважинам вычисляются по формуле [28]:

$$Z_z = \Xi_z + Z_{доп} + A \quad (4.2)$$

Где  $\Xi_z$  – эксплуатационные затраты, тыс. руб.

$Z_{доп}$  – дополнительные затраты на ремонт и проведение различных работ по скважине, вкл. мех. очистку ствола или тепловую обработку ствола скважин от парафно- или гидратоотложений тыс. руб.

$A$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.

Эксплуатационные затраты – это те затраты, которые необходимы для поддержания работы скважины целый год, вне зависимости от применения различных методов интенсификации, ремонтов и т.д. В этот тип затрат входят затраты на обслуживание скважины рабочим персоналом, затраты на сбор, транспортировку и подготовку нефти, добываемой из скважины, и НДС (ежегодный налог, уплачиваемый в зависимости от объема добываемой продукции).

Амортизационные отчисления – вычисляются из суммы все затрат на работу скважины или в проект модернизации, отчисления без капитальных вложений идут в среднем в размере 12% от эксплуатационных затрат и дополнительных затрат. Отчисления от капитальных вложения, идут в размере 20% от капитальных затрат. Капитальные вложения будут присутствовать в расчетах после применения технологии ингибирования.

Тогда, эксплуатационные затраты вычисляются по формуле:

$$\Xi_z = Z_{осб} + НДС + Z_{c.m.n.} \quad (4.3)$$

Где  $Z_{\text{обс}}$  – затраты на обслуживание скважин, тыс. руб.;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых, тыс. руб.;

$Z_{\text{с.т.п.}}$  – затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин, тыс. руб.

В свою очередь, затраты на обслуживание вычисляются по формуле:

$$Z_{\text{обс}} = Z_{\text{об.уд}} \cdot N_{\text{скв}} \quad (4.4)$$

Где  $Z_{\text{обс.уд}}$  – удельные средние затраты на обслуживание одной добывающей скважины, тыс. руб. (для месторождения, удельные затраты, как на для месторождения на первой стадии эксплуатации, принимаются в размере 5 000 тыс. руб. в год на 1 добывающую скважину)

$N_{\text{скв}}$  – количество рассматриваемых скважин, ед. (в нашем случае скважина одна).

Тогда:

$$Z_{\text{обс1}} = 5\,000\,000 \cdot 2 = 10\,000\,000 \text{ руб.}$$

НДПИ вычисляется по формуле:

$$\text{НДПИ} = Q_n \cdot C_n \cdot I_{\text{ндпи}} \quad (4.5)$$

Где  $Q_n$  – объем добытой нефти в году из скважин, тыс. т.;

$C_n$  – цена реализации 1 т. нефти на внутреннем рынке тыс. руб. за 1 т. (примем в размере 14 500 тыс. рублей/т.)

$I_{\text{ндпи}}$  – ставка НДПИ, % (примем для предприятий нефтегазовой отрасли в размере 16,5%).

Тогда:

$$\text{НДПИ}_1 = 27\,740 \cdot 14\,500 \cdot 0,165 = 66\,367\,950 \text{ руб.}$$

В свою очередь, затраты на сбор, транспортировку и подготовку добываемой нефти из скважин вычисляются по формуле:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Z_{\text{сбт}} + Z_{\text{тп}} + Z_{\text{эни}} \quad (4.6)$$

Где  $Z_{\text{сбт}}$  – затраты на сбор и транспортировку скважинной продукции, тыс. руб.;

$Z_{\text{тп}}$  – затраты на технологическую подготовку нефти, тыс. руб.;

$Z_{\text{эни}}$  – энергетические затраты, тыс. руб.;

Все затраты этого типа зависят от годовой добываемой жидкости из скважин.

Более точно формулу можно расписать следующим образом:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Z_{\text{сбт.уд.}} \cdot Q_{\text{ж}} + Z_{\text{тп.уд.}} \cdot Q_{\text{жп}} + Z_{\text{эн.уд.}} \cdot Q_{\text{ж}} \quad (4.7)$$

Где  $Z_{\text{сбт}}$  – удельные затраты на сбор и транспортировку скважинной продукции, руб/т. (принимая 100 руб/т.);

$Z_{\text{тп}}$  – удельные затраты на технологическую подготовку нефти, руб/т (120 руб/т);

$Z_{\text{эни}}$  – удельные энергетические затраты, руб/т (принимая как 40 руб/т).

$Q_{\text{жп}}$  – объем добываемой жидкости, идущей на подготовку нефти (в объектах нефтяной промышленности принимается значение в размере 0,25 от объема всей добываемой жидкости с объекта).

Тогда, формулу можно преобразовать к виду:

$$Z_{\text{с.т.п.}} = Q_{\text{ж}} \cdot (Z_{\text{сбт.уд.}} + 0,25 \cdot Z_{\text{тп.уд.}} + Z_{\text{эн.уд.}}) \quad (4.8)$$

Согласно данным таблицы 11 и 12:

$$Z_{\text{с.т.п.1}} = 32\,821 \cdot (100 + 0,25 \cdot 120 + 40) = 55\,79\,570 \text{ руб.}$$

Тогда, эксплуатационных затрат до модернизации всего будет:

$$Э_{\text{з1}} = 10\,000\,000 + 66\,367\,950 + 55\,79\,570 = 81\,947\,520 \text{ руб.}$$

В свою очередь дополнительные затраты будут складываться из затрат на проведение механической очистки ствола скважины от парафино- и гидратоотложений (по большинству скважин месторождения проводятся работы по борьбе с гидрато- и парафиноотложениями), а также расходов на содержание скважины в ремонтном фонде:

$$Z_{\text{дон}} = Z_{\text{ск}} + Z_{\text{р}}$$

Где  $Z_{\text{ск}}$  – затраты на проведение чисток ствола скважины, тыс. р;

$Z_{\text{р}}$  – затраты на содержание скважины в ремонтном фонде

Затраты на содержание скважины на ремонте вычисляются из удельных затрат на обслуживание 1 добывающей скважины умноженных на кол-во суток пребывания в ремонтном фонде:



$$Z_p = Z_{p.уд} \cdot T_{рем}$$

Где  $Z_{p.уд}$  – удельные затраты в сутки на ремонт и обслуживание добывающих скважин (согласно данным компании недропользователя значение  $Z_{p.уд}=15\,000$  тыс. руб/сутки)

$T_{рем}$  – кол-во суток в году, когда скважины пребывала в ремонтном фонде на месторождении, сутки.

Затраты на очистку стволов скважин от гидратоотложений вычисляются по формуле:

$$Z_{ск} = N_{скв} \cdot N_{рем} \cdot T_{рем} \cdot t_{сут} \cdot C_{вч} \quad (4.9)$$

Где  $N_{скв}$  – количество скважин, ед.;

$N_{рем}$  – количество спускоподъемных ремонтных мероприятий по удалению гидратоотложений механическими методами, ед.;

$T$  – количество дней в году, когда проводились работы по очистке ствола скважин, ед. (примем  $T=0,5 \cdot T_{рем}$ );

$T_{сут}$  – количество часов в сутки, затрачивающееся на операцию скребковая и работы бригады ПРС (планового ремонта скважин), ч. (примем как 12 ч.);

$C_{вч}$  – стоимость работы вахта-час бригады ПРС (принимается 5 тыс. руб. в ч.) ч.

Тогда:

$$Z_{ск1} = 2 \cdot 12 \cdot 0,5 \cdot 42 \cdot 12 \cdot 5\,000 = 30\,240\,000 \text{ руб.}$$

$$Z_{p1} = 15\,000 \cdot 42 = 630\,000 \text{ руб.}$$

Отсюда:

$$Z_{дон1} = 16\,560\,000 + 690\,000 = 30\,870\,000 \text{ руб.}$$

Вычислим далее амортизационные отчисления:

$$\begin{aligned} A_1 &= 0,12 \cdot (\mathcal{E}_{з1} + Z_{дон1}) = 0,12 \cdot (81\,947\,520 + 30\,870\,000) \\ &= 13\,538\,102,4 \text{ руб} \end{aligned}$$

Тогда вычислим всего годовых затрат на работу исследуемых скважин до оптимизации:

$$Z_{з1} = 81\,947\,520 + 30\,870\,000 + 13\,538\,102,4 = 126\,355\,622,4 \text{ руб.}$$

Отсюда, средняя себестоимость 1 т нефти за 2017 г на месторождении по

скважинам № 15, 17 будет равна:

$$C_{н1} = \frac{Z_{г1}}{Q_{н1}} = \frac{126\,355\,622,4}{27\,740} \approx 4555 \text{ руб/т}$$

## 4.2 Расчет себестоимости 1 т нефти после УЭЦН

Аналогично выполним расчет себестоимости 1 тонны товарной продукции после проведения оптимизации работы устьевого и внутрискважинного добывающего оборудования.

В данном случае в формуле (4.2) добавим капитальные вложения в проект и соответственно амортизационные отчисления к этим вложениям, то есть [19]:

$$Z_{22} = K_{\text{в}} + A_{\text{кв}} + Z_{32} + Z_{\text{доп2}} + A_2$$

Где  $K_{\text{в}}$  – капитальные вложения в проект, тыс. руб;

$A_{\text{кв}}$  – амортизационные отчисления согласно капитальным вложениям, тыс. руб.

Тогда:

$$Z_{32} = Z_{\text{осб2}} + \text{НДПИ}_2 + Z_{\text{с.т.п.2}}$$

$$Z_{\text{осб2}} = Z_{\text{обс2}} = 10\,000\,000 \text{ руб.}$$

$$\text{НДПИ}_2 = Q_{н2} \cdot C_{\text{н}} \cdot I_{\text{ндпи}} = 35\,368 \cdot 14\,500 \cdot 0,165 = 84\,617\,940 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{с.т.п.2}} = Z_{\text{с.т.п.}} = Q_{ж2} \cdot (Z_{\text{сбт.уд.}} + 0,25 \cdot Z_{\text{тп.уд.}} + Z_{\text{эн.уд.}})$$

$$= 40\,381 \cdot (100 + 0,25 \cdot 120 + 40) = 6\,864\,770 \text{ руб}$$

$$Z_{32} = 10\,000\,000 + 84\,617\,940 + 6\,864\,770 = 101\,482\,710 \text{ руб}$$

Отметим, что после установки ЭЦН скважину вместе с скважинными фильтрами по скважинам немного сократилось общее по кол-во СПО по скважине, а также кол-во суток пребывания в ремонтном фонде, тогда

$$Z_{\text{ск1}} = 2 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 25 \cdot 12 \cdot 5\,000 = 1\,500\,000 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{р1}} = 15\,000 \cdot 25 = 375\,000 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{доп2}} = 1\,500\,000 + 375\,000 = 1\,875\,000 \text{ руб}$$

Отсюда:

$$A_2 = 0,12 \cdot (\mathcal{E}_{32} + \mathcal{Z}_{don2}) = 0,12 \cdot (101\,482\,710 + 1\,875\,000) \\ = 12\,402\,925,2 \text{ руб}$$

Далее в таблице 12 приведем общую смету затрат на проведение ингибирования за год.

Таблица 12 – Затраты на УЭЦН

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Кол-во	Всего, тыс. руб.
Закупка УЭЦН	7 500	2х	15 000
Затраты на установку, монтаж и пуск УЭЦН в работу бригадами КРС или ПРС	2 500	1х	2 500
Затраты на и электроэнергию	1 200	1х	1 200
Всего			18 700
Амортизационные отчисления	20 %	1х	3 740
Отчисления в фонд по экологии, страховой фонд и т.д.	15%	1х	2 805
Итого			25 245

Тогда годовые затраты на добычу нефти по скважинам с учетом выполнения всех работ будут равны:

$$\mathcal{Z}_{22} = 101\,482\,710 + 1\,875\,000 + 12\,402\,925,2 + 25\,245\,000 \\ = 141\,005\,635,2 \text{ руб}$$

Отсюда вычислим себестоимость 1 т товарной продукции после проведения работ:

$$C_{н2} = \frac{\mathcal{Z}_{21}}{Q_{н1}} = \frac{141\,005\,635,2}{35\,368} \approx 3987 \text{ руб}$$

Вычислим снижение себестоимости добычи нефти по скважине:

$$\Delta C_n = \frac{C_{н1} - C_{н2}}{C_{н2}} \cdot 100\% = \frac{4555 - 3987}{4555} \cdot 100\% = 12,46\%$$

Как итог, себестоимость добычи 1 т. товарной продукции после перевода скважины под УЭЦН уменьшилась примерно на 12%, что является приемлемым результатом.

#### **4.3 Расчет экономического эффекта от проведения мероприятий**

Экономический эффект от перевода скважины под УЭЦН будет по следующим параметрам[28]: Выручка от реализации, млн. руб.; Прибыль предприятия, млн. руб.; НДС, тыс. руб.; Налог на прибыль, млн. руб.; Чистая прибыль, млн. руб.

Так как, необходимо, рассчитать экономический эффект именно по переводу скважин под УЭЦН, а не только от всех мероприятий по исследуемым скважинам, то каждый параметр будет взят в виде разницы от экономического эффекта от “ДО” и “ПОСЛЕ”. То есть используем такие экономические параметры как выручка от реализации и прибыль предприятия будут рассчитываться из разницы двух вариантов [20].

##### **Выручка от реализации.**

Выручка от реализации определяется как объем добываемый нефти, реализованный на внутреннем или внешних рынках. В данном случае будем использовать внутренний. Выручка от реализации проекта установки ЭЦН, будет определяться, как реализация дополнительной добычи за год. Тогда:

$$B_p = \Delta Q_n \cdot C_n = (\sum Q_{n2018} - \sum Q_{n2017}) \cdot C_n \quad (4.10)$$

$$B_p = (35\,368 - 27\,740) \cdot 14500 = 110\,606\,000 \text{ руб.}$$

##### **Прибыль предприятия**

Прибыль предприятия определяется как разница между выручкой от реализации и затратами на проект. Прибыль от перевода скважины под УЭЦН будет рассчитан, как разница между выручкой от реализации и разницей затрат до применения проведения работ и после.

Тогда:

$$\Pi_n = B_p - (Z_{22} - Z_{21}) \quad (4.11)$$

$$П_n = 110\,606\,000 - (141\,005\,635,2 - 126\,355\,622,4) = 95\,955\,987,2 \text{ руб.}$$

#### **Налог на добавленную стоимость.**

НДС вычисляется по формуле:

$$НДС = B_p \cdot c_{ндс} \quad (4.12)$$

Где  $c_{ндс}$  – ставка НДС (принимается, как 18%), %.

Тогда:

$$НДС = 110\,606\,000 \cdot 0,18 = 19\,909\,080 \text{ руб.}$$

#### **Налог на прибыль.**

Налог на прибыль вычисляется, по формуле:

$$H_n = (П_n - НДС) \cdot c_{нп} \quad (4.13)$$

Где  $c_{нп}$  – ставка налога на прибыль (примем как 22%), %

Тогда:

$$H_n = (95\,955\,987,2 - 19\,909\,080) \cdot 0,22 = 16\,730\,319,6 \text{ руб.}$$

#### **Чистая прибыль.**

Чистая прибыль вычисляется по формуле:

$$Ч_n = П_n - H_n - НДС \quad (4.14)$$

$$Ч_n = 95\,955\,987,2 - 16\,730\,319,6 - 19\,909\,080 = 59\,316\,587,6 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль предприятия от перевода двух добывающих скважин № 15, 17 на работу с УЭЦН составила около 60 млн. рублей. Соответственно экономически проект так же успешен.

Таблица 13 – Итоги экономического расчета

<b>Показатель</b>	<b>Ед. изм.</b>	<b>Значение</b>
Выручка от реализации дополнительной добычи нефти от мероприятия	Млн. руб.	110,6
Прибыль предприятия	Млн. руб.	95,9
Чистая прибыль	Млн. руб.	59,3
Затраты на добычу до проведения работ	Млн. руб/год	126,4
Затраты на добычу после проведения работ	Млн. руб/год	141

Увеличение затрат	%	11,6
Увеличение годовой добычи	%	27,5
Снижение себестоимость подготовки 1 т нефти с скважины, %		12,5

### ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Семитко Василию Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости при эксплуатации скважин на Юрубчено - Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении (Красноярский край)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Устьевое и внутрискважинное добывающее оборудование, добывающие скважины Юрубчено-Тохомского месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>  — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н; - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101; - ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - ГОСТ 17.1.3.05-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных

	и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. - ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями.
<b>2. Производственная безопасность:</b>  2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов  2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<i>Вредные факторы:</i> Пониженная температура окружающей среды, производственные шумы; <i>Опасные факторы:</i> Электробезопасность, большой вес эксплуатируемого оборудования, давление в системах механизмов скважины, повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<i>Воздействия на атмосферу:</i> пары химических реагентов; выхлопные газы автомобилей. <i>Воздействия на гидросферу:</i> разливы химических реагентов; подтёки ГСМ.  <i>Воздействие на литосферу:</i> смыв загрязнения с поверхности площадок дождевыми и талыми водами в результате нарушения гидроизоляции и обваловки на кустовых площадках;
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	При монтаже, ремонте и обслуживании объекта исследования наиболее вероятно возникновение следующих чрезвычайных ситуаций: удар электрическим током; падение с высоты массивного оборудования; – розлив химических веществ; разгерметизация рабочих трубопроводов.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		24.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Семитко Василий Евгеньевич		24.03.2020

## **5 РАЗДЕЛ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.**

При эксплуатации скважин установками ЭЦН возможны тяжелые аварии, такие как: повреждение электрокабеля, обрыв труб и падение глубинного агрегата. Устранение аварийных ситуаций, перечисленных выше, трудоемки и опасны, для ремонтного персонала и требуют четких знаний, как по устранению аварий, так и соблюдения техники безопасности и умелой организации по проведению работ с требуемой при этом технологией, осуществлением контроля за правильной эксплуатацией оборудования, инструмента и приспособлений, а также внутреннему трудовому распорядку.

При эксплуатации возможны осложнения, возникающие в результате вибрации подземного оборудования, обусловленной местной связью электродвигателя и центробежного насоса с подъемными трубами. В условиях продольного растяжения происходят отвороты и сломы резьбовых соединений труб, что способствует увеличению аварийности, специфика – внезапность, ликвидация такого типа аварий требует больших затрат и связана со сложными работами по ловле труб и кабеля. В случае обрыва труб – оборванные части колонны и кабеля заклинивают в скважине так, что часто приводят к ликвидации скважины или забурированию другого ствола.

Во время эксплуатации скважин УЭЦН необходимо вести контроль за режимом работы (нагрузкой, напряжением по фазам, сопротивлением изоляции, подачей, буферным давлением) и внешний осмотр (установка стоек под кабель, герметичность устья и др.).

Соблюдая правила, требуемые при эксплуатации скважин, можно избежать несчастных случаев.



### **5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

За поступлением необходимой информации по охране труда и пожарной безопасности при НГДУ существует служба ОТ и ПБ. В задачи этой службы на нефтегазодобывающих предприятиях входит выявление, ослабление и устранение производственных опасностей и профессиональных вредностей, ликвидация несчастных случаев и профзаболеваний работающих, оздоровление условий труда.

### **5.2. Профессиональная социальная ответственность.**

Ответственность за обеспечение охраны труда на нефтяных промыслах возложена на руководство НГДУ, руководителей участков и подразделений. Главные механики и энергетики отвечают за исправное состояние и своевременные испытания паровых котлов, аппаратов, работающих под давлением.

Мастер производственного участка обязан организовать проведение всех работ в точном соответствии с требованиями технологии и правил безопасности.

Основные задачи службы безопасности в НГДУ:

- руководство проектной, конструкторской и строительной работой по вопросам инженерной охраны труда;
- проверка безопасности действующего оборудования, качества его ремонта;
- обеспечение технической информацией, инструктаж, пропаганда, проверка знаний по охране труда.

За нарушение в области охраны труда предусмотрены общественные воздействия и следующие виды ответственности: дисциплинарная, административная, гражданская, уголовная.

### **5.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования**

Многие технологические процессы в нефтяной и газовой промышленности осуществляются с применением токсичных веществ и образованием пыли.

К группе токсичных относятся химические вещества, объединяемые в группу ядов, которые при неправильной организации производства могут привести к отравлениям или наркотическим действиям.

Проникновение токсичных веществ через органы дыхания наиболее опасно в связи с тем, что слизистые оболочки полости носа, рта и глотки обладают большой всасывающей способностью.

Яды могут воздействовать на организм человека, как в отдельности, так и комбинированно. комбинированное действие ядов подразделяется на три основных типа:

- одно вещество усиливает действие другого;
- одно вещество ослабляет действие другого; действие вещества в комбинации суммируется в аддитивное действие.

Знание ПДК имеет огромное значение для профилактики отравлений и профессиональных заболеваний. очевидно, что, чем меньше ПДК, тем более серьезные требования должны предъявляться к мерам защиты работающих.

**Предельно допустимой концентрацией (ПДК)** называется концентрация веществ в воздухе рабочей зоны, которая при ежедневной работе в пределах 8 ч в течение всего рабочего стажа не может вызвать у работающего заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследования, непосредственно в процессе работы или в отдаленные сроки.

Промышленные яды разделены на четыре класса с учетом вредностей и ПДК:

1. вещества чрезвычайно опасные (ртуть металлическая, свинец, фосфористый водород, тетраэтилсвинец и др.);
2. вещества высокоопасные (окислы азота, анилин, мышьяковистый водород, сероводород, серный ангидрид, окись этилена и др.);
3. вещества умеренно опасные (аминопласты, дивинил капролактан, толуол, метанол, уксусная кислота, окись цинка и др.);

4) вещества малоопасные (ацетон, бензин, дивинил, изобутилен, керосин, этиловый спирт, циклогексан, этиловый эфир и другие).

Нефть и попутный газ являются горючими и взрывоопасными веществами. Взрыв или пожар могут возникнуть при следующих необходимых для этого условий: наличие горючего вещества в определенном соотношении с воздухом, появление источника или импульса воспламенения с достаточной для зажигания энергией.

Причинами воспламенения могут быть открытый огонь, сильный нагрев, искры от электрооборудования, ударов, трения, разрядов статического и атмосферного электричества, самовозгорания пиррофоров.

К основным объектам по взрывоопасности относятся помещения нефтяных насосных, газовых компрессорных станций, газораспределительных будок и другие помещения, в которых взрывоопасные смеси не образуются при нормальных условиях работы, но могут образоваться при авариях и неисправностях.

#### **5.2.2. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов**

Для устранения или уменьшения опасности вредных веществ для человека важно ограничить применение их по числу и объему, а где возможно, заменить высокотоксичные на менее токсичные, сократить длительность пребывания людей в загрязненном воздухе и следить за эффективным проветриванием производственных помещений. Во всех случаях необходим постоянный контроль за чистотой воздуха. Наряду с другими средствами контроля эффективна одоризация выбросов сильно пахнущими одорантами. Появление запаха в воздухе равнозначно оповещению работающих о приближающейся опасности.

Важнейшими профилактическими мероприятиями следует считать разработку и внедрение современных схем безотходной технологии, новых закрытых процессов и более герметичного, надежного оборудования, ограничение применения вредных веществ.

Основные меры первой помощи: при отравлении - искусственное дыхание, внешний массаж сердца, при химических ожогах - удаление одежды, наложение стерильной повязки, промывание места ожога большим количеством воды, удаление кислоты фильтровальной бумагой, вынос пострадавшего на свежий воздух.

Перед проведение пожароопасных работ оформляется разрешение и наряд-допуск, в котором указывается порядок проведения необходимых работ и меры по предосторожности и по взрывоопасности в данных ситуациях. Конкретно – при эксплуатации добычных установок перед проведением огневых работ необходимо [18]:

- убрать сгораемые материалы в радиусе 5 м от места огневых работ;
- загерметизировать люки и дренажные воронки, а радиусе 20м;
- проверить герметичность фланцевых соединений, сальников и т.п. В радиусе 40 м;
- проверить наличие первичных средств пожаротушения (асбестовых одеял, кошмы, средств пенотушения, песка, лопат);
- огневые работы должны быть немедленно прекращены, если в процессе из проведения обнаружено появление газа около рабочего места;
- сварочные агрегаты должны быть заземлены;
- при пропуске шлангов или загорании следует немедленно перегнуть шланг и перекрыть краны кислорода и сжиженного газа;
- проведение огневых работ на действующих установках и объектах допускается в исключительных случаях.

От прямых ударов молнии и вторичных ее проявлениях производственные объекты, в данном случае куст, на котором расположены нефтегазодобывающие скважины, защищают стержневыми или тросовыми молниеотводами.

У скважин и других объектов должен быть первичный инвентарь для пожаротушения.

Ответственность за технику безопасности и пожароопасности по цеху добычи нефти возлагается на заместителя начальника цеха добычи. Он проводит вводный инструктаж по пожароопасности, проверку знаний с периодичностью один раз в квартал, на него возложена ответственность за исправность пожарного инвентаря и наличие средств пожаротушения и огнетушителей, периодичностью их проверок.

За нарушение и несоблюдение правил работ, режима пожароопасности, заместитель начальника пишет докладную начальнику цеха о принятии мер к нарушителю.

### **5.3. Экологическая безопасность**

Технологические процессы, существующие в нефтяной и газовой промышленности, сопровождаются выбросами в почву, водоемы и атмосферу значительных количеств производственных отходов, загрязняющих воду, воздух и почву. Сброс загрязненных сочных вод, содержащих ядовитые органические и неорганические вещества, приводит к уничтожению растительности и рыбных богатств, ограничивает возможность использования водоемов для питьевого и промышленного водоснабжения, что приносит огромный ущерб народному хозяйству.

Основными источниками загрязнений при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН и выполнении операции по замене установки, будут утечки и проливы скважинной продукции, выбросы токсичных веществ в атмосферу.

Загрязнение атмосферного воздуха вредными выбросами наблюдается при всех процессах, происходящих на поверхности: сбор, внутрипромысловый транспорт и подготовка газа, нефти и воды. При этом основными вредными веществами, выбрасываемыми в атмосферу, являются углеводороды, сероводород, окись углерода, окиси азота, двуокись серы и сажа. Тип выбрасываемого вредного вещества и его количество определяются процессами поверхностной технологии на данном узле.

### **5.3.1. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду**

Для обеспечения охраны окружающей среды и недр в процессе добычи нефти выполняется комплекс требований: выполняются работы по подготовке скважин к ОПЗ; предотвращается ущерб другим объектам (помимо объекта воздействия), исключаются возможности попадания реагентов в другие пласты; производится защита водоносных горизонтов от возможного попадания реагентов, тщательный контроль технического состояния эксплуатационных колонн и цементного камня в нагнетательных и добывающих скважинах; производится исключение возможности межпластовых перетоков нефти, воды, газа и химреагентов в процессе проведения методов увеличения нефтеотдачи и последующей эксплуатации участков воздействия; снижаются содержания остаточных количеств реагента в водах, сбрасываемых в водоемы не более ПДК[17].

Отдел охраны окружающей среды и ПС проводит инструментальный контроль за выбросами вредных веществ от стационарных источников выбросов вредных веществ в атмосферу, в т.ч.: от дымовых труб котельных; от факелов на месторождениях; кузниц; АЗС и других стационарных источников выбросов, согласно план графиков, согласованных с комитетом по охране окружающей среды.

### **5.3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды**

В соответствии с основными задачами по охране и рациональному использованию природных ресурсов отдел охраны окружающей среды выполняет следующие организационные мероприятия [2, 18]:

- разработка и представление в установленном порядке в вышестоящую организацию, координирующим организациям сводных проектов комплексных программ;
- разработка и согласование мероприятий с природоохранными органами, а также с Государственным санитарным надзором, Государственной инспекцией рыбоохраны;

- определение соответствия техники и технологии, санитарным нормам;
- участие в создании и внедрении новых технологических процессов;
- рассмотрение проектной документации и выдача заключений в части соблюдения правил охраны природы и рационального использования природных ресурсов;
- ведомственный плановый и выборочный контроль за деятельностью предприятий и организаций в части соблюдения правил охраны природы и рационального использования природных ресурсов;
- участие в планировании и контроль за рациональным использованием материальных, финансовых и людских ресурсов на охрану окружающей среды и недр производственного предприятия.

#### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Требования в области защиты в чрезвычайных ситуациях.

В соответствии со статьёй 14 Федерального закона от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» на организации возлагается ряд обязанностей по защите от ЧС мирного времени, а именно:

Организации обязаны:

- Планировать и осуществлять необходимые меры в области защиты работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций;
- Планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости функционирования организаций и обеспечению жизнедеятельности работников организаций в чрезвычайных ситуациях;
- Обеспечивать создание, подготовку и поддержание в готовности к применению сил и средств предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, осуществлять обучение работников организаций способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях;

- Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях в порядке, установленном законодательством Российской Федерации;
- Обеспечивать организацию и проведение аварийно-спасательных и других неотложных работ на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с планами предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- Финансировать мероприятия по защите работников организаций и подведомственных объектов производственного и социального назначения от чрезвычайных ситуаций;
- Создавать резервы финансовых и материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- Предоставлять в установленном порядке информацию в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, а также оповещать работников организаций об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;

**Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований**

Аварии в нефтяных и газовых скважинах рассматриваются как прекращение технологических процессов (добычи, бурения), вызванное прихватом или поломками бурового скважинного оборудования, колонны бурильных и обсадных труб, НКТ, падением на забой штанг, кабеля, двигателей, приборов, замков и т.д.

Наиболее характерные виды аварий:

- Прихват колонны НКТ при добыче нефти, промывке или заливке скважин
- Поломка подъемных и промывочных НКТ при добыче или промывке скважин.
- Прихват пакеров.



- Аварии, при которых в скважине остаются ЭЦН и их элементы, штанги или насосы, приборы и устройства для исследования скважин, проволока, канат, кабель, пакер.

Основная причина - нарушение технологического режима, коррозия, отложение АСПО, механические повреждения, обрывы штанг и насосов. Подробно остановимся на причинах аварий по отдельным видам объектов.

Причины аварий при фонтанном способе.

- Аварии, возникающие вследствие прихвата НКТ или пакеров. Наиболее часто прихваты происходят в песочных скважинах при нарушении технологического режима эксплуатации и периодических нефтегазопрооявлениях.

Одной из важных мер сокращения аварийности при эксплуатации скважин является предупреждение аварий и осложнений и систематические профилактические работы.

- При эксплуатации парафинистых фонтанных скважин однорядной колонной возможно скапливание парафина в затрубе и прихват труб.
- В настоящее время фонтанные скважины оборудуются пакерами. Прихваты пакера при подъеме труб вызывают сложные аварии. Ликвидация таких аварий требует проведения сложных ловильных работ с применением специальных устройств. При ликвидации прихватов пакеров может произойти обрыв и падение на забой труб. Для предупреждения прихватов пакеров необходимо при каждом подъеме труб тщательно проверять изношенность деталей и узлов, при необходимости заменять резиновые элементы.

Причины аварий при механизированном способе добычи.

- При эксплуатации скважин ШГН трубы систематически подвергаются воздействию коррозии и трению о штанги, вследствие чего толщина стенок НКТ со временем уменьшается.

Наиболее сложные аварии происходят с ЭЦН. Анализ аварий с ЭЦН позволяет группировать их следующим образом:

- обрыв НКТ

- обрыв кабеля
- поломка соединений компенсатора
- поломка соединений насоса

– Основная причина обрыва НКТ при работе ЭЦН - вибрация колонны. При этом возможны радиальные перемещения нижней части колонны труб. В результате обрыва НКТ на забой надаёт комплект ЭЦН, часть колонны и часть кабеля. Эта авария является наиболее сложной.

Ликвидация аварий с ЭЦН существенно отличается от других видов ловильных работ. Более 90% всех аварий с ЭЦН составляют обрывы НКТ и кабеля.

- Для предупреждения обрывов и падения труб необходимо бороться с коррозией.
- Для предотвращения истирания труб штангами рекомендуется удлинять или укорачивать подвеску на одну - две трубы при каждом ремонте скважины.
- Для предотвращения износа присоединительной части планшайбы и полета НКТ необходимо при спуске установить ниппель - воронку, центрирующую колонну штанг. Для предотвращения обрывов труб при ЭЦН надо в нижней части труб установить вибростягивающее устройство.

### **Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

При анализе всех причин аварий в системе нефтегазодобычи следуют следующие выводы:

- Аварию лучше предупредить, чем ликвидировать;
- Очень важно соблюдение инструкции при эксплуатации нефтепромыслового оборудования;
- Соблюдать график ППР промывок и ремонта трубопроводов и технологического оборудования;
- Строительство специальных сооружений и обволовок для локализации возможных аварий;

- Составление реальных планов ликвидаций возможных аварий и строгое соблюдение его исполнения;
- Обучение и тренировки обслуживающего персонала в постоянном режиме.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Месторождение Юрубчено - Тохомское находится на первой стадии своей разработки и характеризуется стабильно высокими показателями по дебиту и среднегодовой добычи, так среднесуточный дебит новых скважин составляет около 90-95 т/сут по нефти, а в по всему месторождению – 68 т/сут по нефти. На 01.01.2018 г, действующий добывающих фонд скважин составляет 24 ед, при этом 22 скважины работают в фонтанном режиме эксплуатации (2 скважины оборудованы УЭЦН). Так, согласно текущем проект на работу основу устьевого и внутрискважинного добывающего оборудования до 2021-2022 гг будет составляет именно фонтанная арматура, обуславливается это хорошими темпами разработки месторождения и высокими дебитами новых скважин.

Текущее состояние эксплуатации добывающего фонда скважин месторождения в целом удовлетворительное, по месторождению проводятся различные мероприятия по борьбе с осложнениями в его разработке, такие как борьба с парафино- и гидратоотложениями, коэффициент эксплуатации скважин составляет примерно 0,84 (проектные данные – 0,93), средний МРП скважин – 186 суток (проектный 210 суток).

Однако по мере дальнейшей разработке месторождения и исчерпания возможности ведения добычи только за счет естественной энергии пласта по добывающим скважин необходимо рассмотреть возможность перевода их механизированную добычу.

Так на 01.01.2019 около 20-25% фонда скважин с фонтанной устьевой арматурой работает ниже проектных показателей добычи (68 т/сут по нефти), с средним снижением пластового давления в дренируемой зоне на 20% и

газосодержания в добываемой продукции на 50%. Средний дебит таких скважин около 45-50 т/сут по нефти, в соответствии с этим именно по таким скважинам в первую очередь необходимо рассмотреть возможность их перевода под УЭЦН.

Отсюда на примере 2-х добывающих скважин (№№ 15, 17) подробно описан процесс перевода, подготовки и запуска скважин под эксплуатацию с УЭЦН в период 2017-2018 гг с соответствующими технологическим и экономическим расчетами. Так, до перевода скважин под механизированную добычу за период 2014-2017 гг среднесуточный дебит скважин снизился с 67 т/сут по нефти до 47 т/сут (на 28,5%), пластовое давление в дренируемой зоне снизилось на 21% (с 20-21 МПа до 16,5 МПа), газосодержание в потоке сократилось на 50% и составило 92-95 м<sup>3</sup>/т. Скважины имели одни из самых низких показателей по годовой добыче по всему месторождению (13,5 тыс. т нефти в год в среднем на скважину). В сравнении с проектными показателями по месторождению в целом среднегодовая добыча составляет около 28-29 тыс. т в год по нефти.

Отсюда в период 2017-2018 гг обе скважины были оборудованы УЭЦН (ЭЦНАК5А – 80 – 1700 с электродвигателем ПЭД56 – 117МВ5 и гидрозащитой 2Г(Т)5А7), так к 01.01.2019 среднесуточные дебиты скважины по нефти увеличились на 9,5 т/сут (около 20%), обводненность сократилась на 3,2%, а общий дебит за год с двух скважин составил около 35 тыс. т по нефти. Дополнительная добыча оценивается в диапазоне 7,5-7,6 тыс. т.

В соответствии с этим в работе выполнены экономически расчеты по проекту перевода скважин под УЭЦН. Так чистая прибыль предприятия составила около 59 млн. рублей, снижение себестоимости нефти добычи 1 т нефти составило 12,5%, общая выручка от реализации проекта для компании недропользователя составила около 110 млн. руб. по двум скважинам.

Как итоге проект оптимизации работы устьевого и внутрискважинного добывающего оборудования можно признать успешным и в дальнейшем

можно рекомендовать проводить аналогичные мероприятия по другим подобным добывающим скважинам.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Федоровского месторождения. – Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2014 г.
- 2) Проект разработки Федоровского месторождения. – Тюмень: Тюменский филиал «СургутНИПИнефть», 2014.
- 3) Подсчет геологических запасов нефти и газа Федоровского месторождения. – Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2010 г.
- 4) Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986 – 300 с.
- 5) Общая нефтяная и нефтепромысловая геология: учебник / Абрикосов И.Х., Гутман И.С. – М.: Недра, 2011. – 272 с.
- 6) Борхович С.Ю. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие - Ижевск, 2005 г. – 52с.
- 7) Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи / Под ред. У. Лайонза и Г. Плизга – Пер. с англ. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
- 8) Хосанов Э. М., Кагарманов И. И., Пупченко И. Н. Особенности эксплуатации УЭЦН: учебное пособие. – Самара: ИД «РОСИНГ» 2006. - 216 с.
- 9) Кузнецов Е.М. Электротехнологические установки для нефтедобычи: монография / А.Ю. Ковалев, Е.М. Кузнецов, В. В. Аникин; Минобрнауки России, ОмГТУ; НОУ ВПО «АИПЭ». – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2015. – 160 с.

- 10) Никищенко С. Л. Нефтегазопромысловое оборудование: Учебное пособие. – Волгоград: Издательство «Ин – Фолио», 2013. – 416 с.: ил.
- 11) Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов учреждений высшего профессионального образования / К.М. Тагиров. – М. : Издательский центр «Академия». – 2012 – 336 с. – (Сер. Бакалавриат).
- 12) Кудимов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Удмуртский госуниверситет, 2013 – 728 с
- 13) Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов : учебник для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности "Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений" / В. И. Щуров. - 3-е изд., стер., перепеч. с изд. 1983 г. - Москва : Альянс, 2009. - 509 с.
- 14) Покрепин, Б. В. Оператор по добыче нефти и газа [Текст] : [учебное пособие] / Б. В. Покрепин. - Волгоград : Ин-Фолио, 2011. - 447 с.
- 15) Балаба, В. И. Промышленная безопасность добычи нефти и газа : [монография] / В. И. Балаба, И. И. Дунюшкин, В. П. Павленко ; под ред. А. И. Владимирова, В. Я. Кершенбаума. - Москва : Российская инженерная акад., 2008. - 543 с.
- 16) Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 2014. - 247 с.
- 17) Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с. ISBN 978-5-9687-0545-7
- 18) Ксёنز, Т.Г. Оценка коммерческой эффективности научно-технических мероприятий на нефтегазодобывающих предприятиях [Текст]: учеб. пособие / Т.Г. Ксёنز. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с.

19) Краюшкина М. В. Экономика и управление нефтегазовым производством: учебное пособие. – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014. – 156 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

Приложение А1 – Эксплуатационный паспорт УЭЦН

# ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАСПОРТ

Установка ЭЦН \_\_\_\_\_

Дата пуска «\_\_» \_\_\_\_\_ 2014г.

Заказчик \_\_\_\_\_ М/Р \_\_\_\_\_

Дата остановки «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г.

Куст \_\_\_\_\_ Скважина \_\_\_\_\_

Отработано суток \_\_\_\_\_

Дата демонтажа «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г.

## КОМПЛЕКТАЦИЯ

Комплект № \_\_\_\_\_ L(общ) \_\_\_\_\_ м. Наличие приёмной сетки: да/нет \_\_\_\_\_

ЭЦН	Марка.	Подача	Напор, м.	Ст, шт.	Длина, м.	№ секции	Признак	Завод
	1 <sup>я</sup> н.с.						нов/рем/КР	
	2 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	3 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	4 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	5 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	6 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	7 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	8 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
ПЭД	Тип, /мощ./заб.	R <sub>из</sub> , Мом	U <sub>ном</sub> , В	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>хв</sub> , А	№ секции	Признак	Завод
	1 <sup>я</sup> н.с.						нов/рем/КР	
	2 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
	3 <sup>я</sup>						нов/рем/КР	
Г/З	Марка масла	Тип соединения с удл.			Доп. сведения			
	Тип	Марка масла/Доп. сведения			Длина, м.	№ узла	Признак	Завод
	Протектор						нов/рем/КР	
	Компенсатор						нов/рем/КР	
Доп. оборуд.	Тип	Прочие сведения			Длина, м.	№ узла	Признак	Завод
	М/В						нов/рем/КР	
	Г/С						нов/рем/КР	
	Погруж. датчик						нов/рем/КР	
	Обрат. клапан						нов/рем/КР	
	.....						нов/рем/КР	
КАБЕЛЬ	Марка кабеля	Сечение	L, м	Доп. св./Тип муфты		№ отрез./ удл.	Признак	Завод
	Основн.						нов/рем	
	Вст. 1						нов/рем	
	Вст. 2						нов/рем	
	Вст. 3						нов/рем	
	Удл.						нов/рем	
	Кабельная линия		L общ, м	L по заявке +, м	R <sub>из</sub> , МОм	№ кабеля	№ бар.	Сростки, шт.

Термоиндикаторы в ЭПУ установлены в: ЭЦН, ПЭД, Удлинитель, Кабель \_\_\_\_\_  
 Скомплектовал «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г. Принял «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г.

## 2. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ

Подготовку скважины производит фирма \_\_\_\_\_ бригада № \_\_\_\_\_ Мастер \_\_\_\_\_  
 Глушение: (тип жидкости) \_\_\_\_\_, Р<sub>уд</sub> вес \_\_\_\_\_ г/см<sup>3</sup>, V \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>.  
 Шаблонирование: Ø \_\_\_\_\_ мм; длина шаблона \_\_\_\_\_ м; глубина спуска шаблона \_\_\_\_\_ м.  
 Текущий забой Н \_\_\_\_\_ м. Дата отбивки «\_\_» \_\_\_\_\_ 200 г. Промывка γ \_\_\_\_\_ г/см<sup>3</sup>, V \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>  
 Прочие работы: \_\_\_\_\_

Дата окончания работ «\_\_» \_\_\_\_\_ 201 г. Мастер (Ф.И.О.) \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_

Замечания представителя Заказчика \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_ Ф.И.О. \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_